

Modulares Analysesystem für Grundsatzuntersuchungen an langen Netzverbindungen mit Drehstrom-Hoch- und Höchstspannungskabeln

Der Fakultät für Ingenieurwissenschaften der
Universität Duisburg-Essen
Abteilung Elektrotechnik und Informationstechnik
zur Erlangung des akademischen Grades eines

Doktors der Ingenieurwissenschaften

genehmigte Dissertation

von

Dipl.-Ing. (FH) Tao Dong
aus
Hebei, VR China

Referent: Prof. Dr.-Ing. habil. Heinrich Brakelmann
Korreferent: Prof. Dr.-Ing. habil. István Erlich

Datum der mündlichen Prüfung: 31.10.2012

Vorwort

Die vorliegende Dissertation entstand in den Jahren von 2007 bis 2012 während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter im Fachgebiet Energietransport und -speicherung an der Universität Duisburg-Essen.

Mein besonderer Dank gilt Herrn Prof. Dr.-Ing. habil. Heinrich Brakelmann, der meine Arbeit durch Anregungen und konstruktive Kritik sowie viele wertvolle Ratschläge unterstützt und mit zu ihrem erfolgreichen Abschluss beigetragen hat.

Insbesondere danke ich Herrn Prof. Dr.-Ing. habil. István Erlich für die bereitwillige Übernahme des Korreferats und für die vielen interessanten Diskussionen.

Weiterhin möchte ich an dieser Stelle den Mitarbeitern des Fachgebietes für zahlreiche Anregungen und Diskussionen sowie für die umfangreiche Unterstützung bedanken.

Auch danken möchte ich Herrn Prof. Dr.-Ing. Malte Böhme der Rheinschen Fachhochschule Köln, der mir zur Promotion tatkräftig motiviert und unterstützt hat.

Ferner danke ich dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), der Firma nkt cables GmbH und der Firma Amprion GmbH, die die Arbeit im Rahmen eines Drittmittelprojektes durch die großzügige finanzielle Unterstützung erst ermöglichen.

Schließlich danke ich meiner Familie und vor allem meiner geliebten Mutter, die mir stets Mut und Kraft gegeben hat.

Aschaffenburg, 2012

Tao Dong

Kurzfassung

Die ständig steigende Integration der Erneuerbaren Energien in das Übertragungsnetz macht eine Verstärkung vorhandener Stromtrassen auf Hoch- und Höchstspannungsebene dringend erforderlich. Dazu werden in mehreren Ländern anstelle von Freileitungen Kabelsysteme geplant und gebaut.

Die Erfahrungen bezüglich Planung und Betrieb ausgedehnter Übertragungsnetze beziehen sich größtenteils auf Freileitungen. Wegen der deutlich unterschiedlichen elektrischen Parameter von Freileitung und Kabel kann der Netzausbau durch Einsatz von Drehstromkabeln großer Länge das Betriebsverhalten des vorhandenen Übertragungsnetzes wesentlich verändern. Daraus ergeben sich viele neue technische Probleme und Herausforderungen, die bei konventionellen Freileitungsnetzen nicht auftreten oder nicht beachtenswert sind. Entwurfskriterien für Energiekabel liegen bisher hauptsächlich für kurze Stecken vor. Beachtliche Unterschiede beim Design langer Kabelsysteme bestehen darin, dass wichtige Betriebskenngrößen wie Temperaturen, Verluste, Ströme und Spannungen entlang der Kabelstrecke sowohl bei stationären als auch bei transienten Betriebsvorgängen nicht mehr gleichmäßig, sondern ortsabhängig verteilt sind. Diese Verteilungen sind von vielen Parametern wie Einspeisebedingungen, Blindleistungskompensationen sowie Schirmbehandlungen abhängig. Vernachlässigungen dieser ortsabhängigen Effekte können einerseits zu Risiken und andererseits zu wirtschaftlich ungünstigen Überschätzungen der Übertragungsverluste sowie zur Überdimensionierung der Kabelaufbauelemente führen.

Um die Einschränkungen der bestehenden Standardmethoden bei der Analyse von ausgedehnten Kabelsystemen zu umgehen, wird ein umfassendes und kompaktes Energiekabelanalysesystem auf Basis eines Schaltungssimulationsprogramms „ATP-EMTP“ entwickelt. Statt einer konventionellen, separierenden Betrachtungsweise ermöglicht das neu entwickelte Analysesystem ein kompaktes Design sowie die simultane Analyse und Optimierung von Kabelanlagen bezüglich elektrischer, thermischer, magnetischer und mechanischer Anforderungen in stationären sowie in transienten Betriebszuständen. Zudem werden neue Möglichkeiten der Modellierung der thermischen Kopplungen im Erdboden vorgestellt, welche eine schnelle thermische Analyse für Kabelanlagen bei beliebigen Belastungen erlaubt und sehr geeignet ist zur Untersuchung der dynamischen Überlastbarkeiten von Seekabeln, Kabeln in Tunneln oder gehäuft verlegten Kabelsystemen.

Mit dem entwickelten Analysesystem werden die wichtigsten stationären und transienten Betriebsvorgänge bei langen Kabelverbindungen sowie bei Zwischenverkabelungen eingehend untersucht. Risiken, Gegenmaßnahmen sowie Optimierungsmöglichkeiten beim Netzausbau mit Drehstromkabeln großer Länge werden aufgezeigt.

Abstract

The increasing integration of renewable energy into the transmission system requires a reinforcement of existing transmission networks urgently. For this purpose, cable systems instead of overhead lines are designed and installed in several countries.

The experiences of planning and operation of large transmission networks are mainly based on overhead lines. Because of the significantly different electrical parameters of overhead lines and cables, the grid expansion by large-scale installation of HVAC cables can change the operational behaviour of the existing transmission network. This leads to many new technical challenges and problems, which may not occur in conventional overhead line networks. The design criteria for power cables are mainly applied to short cable connections, so far. Significant differences in the design of long cable systems are that important operating parameters such as temperatures, losses, currents and voltages along the cable route are no longer uniformly distributed but dependent on the location, in steady state as well as in transient state. These distributions depend on many parameters such as power supply conditions, reactive power compensations as well as sheath bonding methods. Neglecting these local effects can lead to risks, overestimations of transmission losses and thus an oversizing of the applied cables.

In order to overcome the limitations of the existing standard methods for analysis of extended cable systems, a comprehensive and compact power cable analysis system is developed, based on a circuit simulation program "ATP-EMTP". In contrast to conventional approaches, this new developed system enables a compact design and simultaneous analysis and optimization of cable systems with respect to electrical, thermal, magnetic and mechanical requirements under steady state as well as under transient operating conditions. A new developed method for modelling the external thermal resistance allows a rapid thermal analysis for cable systems under arbitrary loads. This method is very suitable for studying the dynamic rating of submarine cables, cables installed in tunnels or groups of cable systems.

The developed analysis system is applied to study the most important stationary and transient operation performances of long cables or connections with mixed overhead lines and cables. Risks, countermeasures and optimization of grid reinforcements with long HVAC cables are shown.

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung	1
1.1	Grundsatzüberlegung zu Planung und Betrieb ausgedehnter Drehstromkabelanlagen in Hoch- und Höchstspannungsnetzen	3
1.1.1	Anforderung 1: Erfüllung der Übertragungsaufgaben über einen langen Zeitraum	4
1.1.2	Anforderung 2: Gewährleistung der Zuverlässigkeit des Netzes	7
1.1.3	Anforderung 3: EMV und Umwelteinwirkungen	8
1.2	Ziel und Organisation der Arbeit	8
2	Entwicklung eines umfassenden Energiekabelanalysensystems auf Basis von ATP-EMTP	11
2.1	Problemstellung	11
2.2	Kurzbeschreibung des Programmsystems ATP-EMTP und seine Möglichkeiten	13
2.3	Implementierung der Kabelanalysenmodule in ATP-EMTP	16
2.3.1	Implementierung des elektrischen Moduls	16
2.3.1.1	Impedanzen und Admittanzen von Kabelsystemen	16
2.3.1.2	Das elektrische Modul für betriebsfrequente Anwendungen	18
2.3.1.3	Das elektrische Modul für elektromagnetisch transiente Vorgänge	22
2.3.1.3.1	Berechnung von Wanderwellenvorgängen auf Kabelsystemen	23
2.3.1.3.2	Anwendungsgrenzen der Leitungsmodelle in ATP-EMTP	34
2.3.2	Implementierung des thermischen Moduls	44
2.3.2.1	Äußere Wärmewiderstandsmatrix erdverlegter Energiekabel	44
2.3.2.2	Thermische Ersatzschaltbilder in ATP-EMTP	51
2.3.2.3	Anwendungsbeispiele mit dem thermischen Modul	53
2.3.3	Implementierung des Magnetfeld-Moduls	59
2.3.4	Implementierung des Kurzschluss-Moduls	62
2.3.4.1	Submodul zur Berechnung der mechanischen Kurzschlussbelastungen	62
2.3.4.2	Submodul zur Berechnung der thermischen Kurzschlussbelastungen	65
2.4	Anwendungen bei Kombination der Analysenmodule	67

2.4.1	Beispiel 1: Bestimmung von Schirmlängsstrom-Verlustfaktor λ'_1	68
2.4.2	Beispiel 2: Ortsabhängige Temperaturen und Verlustleistungen bei langen Seekabeln.....	70
2.4.3	Beispiel : Magnetische und thermische Optimierung eines 380-kV-Kabel-Doppelsystems mit Kompensationsleitern	74
3	Übertragungsverhalten von langen Drehstromkabeln	78
3.1	Übertragungsverhalten von homogenen Drehstromkabeln	78
3.2	Übertragungsverhalten bei Zwischenverkabelungen.....	84
3.3	Eingriffsmöglichkeiten zur Vergrößerung der Übertragungsvermögen von Drehstromkabeln	86
3.3.1	Blindleistungskompensation für lange Drehstromkabel.....	86
3.3.2	Drehstromübertragung mit verringerten Betriebsfrequenzen.....	90
3.3.3	Drehstromübertragung mit Mehrphasen-Kabelsystemen.....	92
4	Ausgleichvorgänge bei langen Drehstromkabeln.....	100
4.1	Der Ferranti-Effekt	100
4.2	Resonanzen.....	101
4.2.1	Parallelresonanz.....	102
4.2.2	Reihenresonanz.....	104
4.3	Schaltvorgänge bei Kabelnetzen	106
4.3.1	Einschalten leer laufender Drehstromkabel.....	106
4.3.2	Verlust des Stromnulldurchgangs beim Einschalten von kompensierten Drehstromkabeln	111
4.3.3	Ausschalten leer laufender Drehstromkabel.....	112
4.3.4	Einschalten leer laufender Transformatoren bei Kabelnetzen.....	115
4.4	Transientverhalten bei Blitzeinschlägen.....	118
4.4.1	Ausbreitung von Wanderwellen bei Teil- oder Zwischenverkabelungen	118
4.4.2	Blitzwanderwellen bei Kabelstrecken mit Überspannungsableitern	122
5	Schirm- und Mantelbehandlungen bei langen Drehstromkabeln	125
5.1	Schirmbehandlung- und Optimierung bei langen Landkabeln.....	125
5.1.1	Problemstellung bei Verwendung von Cross-Bonding	125
5.1.2	Kompensationsbeschaltungen zum Längenausgleich beim Cross-Bonding	128

5.1.3	Kompensationsbeschaltungen zur Abschnittverlängerung.....	130
5.1.4	Erdpotentialerhöhungen im Muffenbereich.....	133
5.2	Schirmbehandlung bei langen dreiadrigen Seekabeln.....	136
5.2.1	Schaltungsmodell eines dreiadrigen Seekabels mit leitfähigen Kunststoffmänteln	136
5.2.2	Untersuchung der stationären Mantelspannungen.....	139
5.2.3	Untersuchung der transienten Mantelspannungen.....	140
6	Zusammenfassung und Ausblick	148
	Schrifttum	151
	Verwendete Formelzeichen und Abkürzungen.....	160
	Anhang	162

1. Einführung

Die Veränderung der Grundstrukturen von Elektrizitätsversorgungssystemen durch Integration erneuerbarer Energien zur Verringerung von globalen Umweltproblemen und zur Verringerung der Abhängigkeit von endlichen Ressourcen führt zu erheblichen Ausbaurfordernissen im deutschen Übertragungsnetz. So hat die von der Deutschen Energieagentur (dena) im Jahr 2005 veröffentlichte Studie zum Thema Netzintegration von Windenergie (dena-Netzstudie I) [1] gezeigt, dass zur Integration der zu erwartenden Windenergie bis zum Jahr 2015 neue Stromtrassen im Übertragungsnetz auf einer Länge von 850 km neu errichtet werden müssen. Bis zur Veröffentlichung der dena-Netzstudie II im November 2010 wurden rund 90 km realisiert [2]. Wirtschaftlich-technische und umweltfachliche Beurteilungen der verfügbaren Stromübertragungstechniken waren bereits Gegenstand mehreren Studien [3], [4], [5], [6]. Generell kommen die folgenden Übertragungstechnologien in Betracht:

- Drehstromfreileitungen,
- Drehstromkabel,
- Gasisolierte Drehstromleitung (GIL),
- Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) mit Freileitungen,
- HGÜ-Kabel sowie
- Niederfrequenz-Drehstrom-Übertragungssysteme (z.B. 16,7 Hz) als Ergänzung zur bestehenden 50 Hz Drehstromübertragungssystemen [7].

Obwohl die Technologie und Kosten der Freileitungen hinsichtlich der technisch-wirtschaftlichen Aspekte als eher geeignete Lösungen erscheinen, stellen die langen Planungs- und Genehmigungszeiträume für Freileitungstrassen auf der Hoch- und Höchstspannungsebene jedoch in zunehmendem Maße eine Barriere für den weiteren Ausbau des Übertragungsnetzes dar. Der Einsatz von GIL wird nicht zuletzt aus wirtschaftlichen Gründen derzeit nur bei besonderen Anforderungen auf kurzen Übertragungstrecken erwogen. Die Option von Kabeltrassen (Gesamtverkabelung, Teil- oder Zwischenverkabelung) anstelle von Freileitungen könnte wegen der schnelleren Umsetzbarkeit diese Hindernisse zu umgehen helfen. Während die Vorteile von HGÜ-Verbindungen erst bei extremen Trassenlängen zum Tragen kommen, stellen Drehstromkabel – abhängig von Betriebsspannung und Frequenz – bis zu 100 km oder mehr in vielen Fällen eine konkurrenzfähige Alternative zu Freileitungen dar.

Hoch- und Höchstspannungskabel werden bisher vorwiegend in städtischen Gebieten auf kurzen Strecken eingesetzt. Einige seit 1996 realisierte Höchstspannungskabelprojekte mit Nennspannungen von 380 kV oder mehr und Längen von mehr als 10 km sind in der Tabelle 1.1 zusammengefasst. Der Stand der Drehstromkabeltechnik in der Höchstspannungsebene lässt sich wie folgt kurz zusammenfassen:

- Die derzeit maximal installierte Trassenlänge beträgt 39,8 km, und die durchschnittliche Lieferlänge ist kleiner als 1 km.
- VPE-Kabel dominieren in allen neu geplanten Projekten und verdrängen in zunehmendem Maße die klassischen Masse- und Ölkabel bis zu Nennspannungen von 500 kV.

- Die Designfeldstärke von Höchstspannungs-VPE-Kabeln liegt bei ca. 14-16 kV/mm an der inneren Leitschicht und 6-8 kV/mm an der äußeren Leitschicht.
- Die Dauerstrombelastbarkeit eines natürlich gekühlten VPE-Kabelsystems liegt bei 600-1300 MVA.
- In städtischen Gebieten werden Kabelanlagen oft im Tunnel verlegt. In ländlichen Gebieten werden Kabel zwischen zwei Freileitungen als Teil- oder Zwischenverkabelung eingesetzt.
- Zur Erfüllung der Übertragungsaufgabe sowie zur Gewährleistung der ausreichenden Verfügbarkeit werden Drehstromkabelanlagen nicht selten durch Doppel-, Dreifach- oder sogar Vierfachsystem realisiert.
- Cross-Bonding wird fast bei allen langen Strecken verwendet. Die Verhältnisse der Trasse in dichten Siedlungsräumen lassen nicht immer gleichlange Cross-Bonding-Unterabschnitte zu. Die dadurch entstehende Längenunsymmetrie kann durchaus 30 % erreichen [8]. Die Unterabschnittlänge beim Cross-Bonding ist meistens kleiner als 1 km.
- Zur Blindleistungskompensation werden bei langen Drehstromkabeln fest verbundene oder schaltbare Drosseln verwendet. Schaltbare und geregelte Drosseln können je nach Lastsituation einen Beitrag zum induktiven Blindleistungsbedarf des Netzes leisten.

Im Vergleich zu Freileitungen oder HGÜ-Kabeln lassen sich die bereits realisierten bzw. die noch zu planenden Drehstromkabelanlagen scheinbar nur als „kurze Leitungen“ bezeichnen. Hinsichtlich der elektrischen Eigenschaften lässt sich eine „elektrisch lange Leitung“ jedoch als Überschreitung der $\lambda/60$ -Länge definieren, wobei λ die Wellenlänge bedeutet [9]. Nach dieser Definition dürfen VPE-Kabel ab ca. 65 km beim normalen 50 Hz-Betrieb nicht mehr als kurz betrachtet werden, da die Betriebskenngrößen wie Spannungen, Ströme, Temperaturen und Verluste entlang der Kabel nicht mehr gleichmäßig verteilt sind. Kabelanlagen mit Betriebsspannungen von 150 – 220 kV, die über diese Länge hinaus gehen, sind beispielsweise schon in Dänemark realisiert oder geplant [10], [11]. In der 400 kV-Ebene steht eine komplette lange Verkabelung noch zur Diskussion [12]. Als Kompromiss beim Netzausbau zeigt sich eine steigende Tendenz zu Teil- oder Zwischenverkabelungen. Es ist daher durchaus abzusehen, dass Drehstromkabel mit größeren Längen im zukünftigen Netzausbau immer größeren Anteil haben werden.

Wegen der unterschiedlichen elektrischen Eigenschaften können die zu planenden, langen Kabeltrassen das Betriebsverhalten des vorhandenen Übertragungsnetzes wesentlich verändern. Daraus ergeben sich viele neue technische Probleme, die bei konventionellen Freileitungsnetzen nicht auftreten oder nicht beachtet werden müssen. Bisherige Untersuchungen konzentrierten sich generell auf Machbarkeits- bzw. Vergleichsstudien mit Schwerpunkt auf wirtschaftlichen Analysen. Detaillierte und umfassende Untersuchungen der technischen Probleme bei Design und Betrieb von langen Drehstromkabeln oder Zwischenverkabelungen sowie ihre Optimierungsmöglichkeiten sind noch nicht vorhanden. Im Rahmen dieser Arbeit sollen die technischen Probleme sowie Herausforderungen beim Einsatz von Drehstromkabeln großer Länge im Übertragungsnetz identifiziert und systematisch untersucht werden.

Land	U_n [kV]	Kabeldesign		Systemdesign			
		Leiter [mm ²]	Iso.	n ¹⁾	MVA/ System	l ²⁾ [km]	Verlegung
Japan (Tokio)	500	Cu 2500	VPE	2	900	39,8	Tunnel Cross-Bonding
China (Shanghai)	500	Cu 2500	VPE	1	1000	17,2	Tunnel Cross-Bonding
UK (London)	400	Cu 2500	VPE	1	1600	20	Tunnel Cross-Bonding
Spanien (Madrid)	400	Cu 2500	VPE	2	1390	12,8	Tunnel Cross-Bonding
Deutschland (Berlin)	400	Cu 1600	VPE	2	1100	6,3+5,2	Tunnel Cross-Bonding
Niederland (Intergen)	400	Al 1200	VPE	1	450	12,3	Erde Cross-Bonding
Dänemark (Kopenhagen)	400	Cu 1600	VPE	1	975	22	Erde, ZVK ³⁾ Cross-Bonding
				1	800	14	Erde, ZVK Cross-Bonding
Dänemark (Jütland))	400	Al 1200	VPE	2	500	14,5	Erde, ZVK Cross-Bonding

¹⁾ Anzahl der Systeme ²⁾ Systemlänge ³⁾ Zwischenverkabelung

Tabelle.1.1: Ausgewählte Projekte mit langen Drehstromkabeln seit 1996 mit $U_n > 380$ kV und Länge > 10 km. Status: 2009. Quelle: [13], [14], [15]

1.1. Grundsatzüberlegungen zu Planung und Betrieb ausgedehnter Drehstromkabelanlagen in Hoch- und Höchstspannungsnetzen

Die Erfahrungen bezüglich Planung und Betrieb ausgedehnter Übertragungsnetze beziehen sich größtenteils auf Freileitungen. Die Option langer Kabeltrassen (Gesamtverkabelung, Teil- oder Zwischenverkabelung) anstelle von Freileitungen könnte das Betriebsverhalten des Übertragungsnetzes wesentlich verändern. Besondere Aspekte müssen daher bei Planung und Betrieb langer Drehstromkabel in Erwägung gezogen werden.

Ein zuverlässiges Energieübertragungssystem muss so ausgelegt werden, dass es die elektrische Energie über lange Strecken sicher und effektiv übertragen und dabei alle erforderlichen technischen Grenzwerte während des Betriebs einhalten kann. Daraus ergeben sich drei grundlegende technische Anforderungen, welche den Grundstein für den zukünftigen Netzausbau mit großem Anteil von langen Drehstromkabeln legen.

1.1.1 Anforderung 1: Erfüllung der Übertragungsaufgaben über einen langen Zeitraum

Eine fundamentale Anforderung an Energiekabel liegt darin, dass sie ihre Übertragungsaufgaben innerhalb der vereinbarten Betriebsdauer, von beispielsweise 40 Jahren, erfüllen und den Spannungs- bzw. Strombeanspruchungen sowohl im regulären Betrieb als auch bei unerwünschten Ereignissen sicher standhalten müssen.

Die technischen Grenzen bezüglich dieser Anforderungen – höchstzulässiger Temperaturen und Betriebsfeldstärken - werden durch den verwendeten Isolierstoff festgelegt. Eine sorgfältige Bemessung der Kabelisolierung stellt daher eine Voraussetzung für die Zuverlässigkeit einer langen Kabelstrecke dar.

Zur Dimensionierung der VPE-isolierten Hochspannungskabel spielt die Wechselspannungs-Dauerfestigkeit eine entscheidende Rolle, welche unter dem Einfluss der elektrischen Alterung mit der Zeit abnimmt und über eine *Lebensdauer kennlinie* beschrieben wird. Die Lebensdauer kennlinien werden durch statistische Auswertungen von Langzeit-Wechselspannungsprüfungen an einer großen Anzahl kurzer Kabellängen gewonnen und durch das *Lebensdauer gesetz* mathematisch wie folgt formuliert [16]:

$$E^N \cdot t = \text{const.} \quad (1.1)$$

Der *Lebensdauer exponent* N beschreibt die Beschleunigung der elektrischen Alterung. Sein typischer Wert liegt im Bereich zwischen 12 und 20 [17], [18].

Die Ermittlung der Isolierwanddicke für kurze Kabel kann direkt aus der Lebensdauer kennlinie nach den vorgeschriebenen Verfahren [17], [18] durchgeführt werden. Für lange Kabel stellt sich allerdings die Frage, ob die durch kurze Probekabel aufgenommene Lebensdauer kennlinie direkt auf lange Kabelstrecken übertragbar ist. Der in der Hochspannungstechnik generell bestehende Volumeneffekt besagt, dass die elektrische Festigkeit einer Isolierung mit zunehmendem Volumen stetig sinkt. Das bedeutet, die Wahrscheinlichkeit für das Vorhandensein einer festigkeitmindernden Schwachstelle bei einer größeren Kabellänge größer ist als bei kurzen Kabeln.

Ausgangsbasis zur Abschätzung des Längeneffekts auf Lebensdauer kennlinie ist die *Volumentransformation* mit dem mathematischen Hilfsmittel der Weibull-Verteilung [17]. Nach diesem Gesetz errechnet sich die Durchschlagfeldstärke $E_D(V_2)$ des betrachteten Kabels mit Volumen V_2 , Querschnitt A_2 and Länge l_2 aus der bekannten Festigkeit $E_D(V_1)$ des Probekabels mit Volumen V_1 , Querschnitt A_1 and Länge l_1 unter Verwendung des Weibull-Slopes b zu [17]:

$$\frac{E_D(V_2)}{E_D(V_1)} = \left(\frac{V_1}{V_2} \right)^{1/b} \quad (1.2)$$

Falls A_1 gleich A_2 ist, lässt sich der Längeneffekt wie folgt beschreiben:

$$\frac{E_D(l_2)}{E_D(l_1)} = \frac{E_D(V_2)}{E_D(V_1)} = \left(\frac{V_1}{V_2} \right)^{1/b} = \left(\frac{A_1 \cdot l_1}{A_2 \cdot l_2} \right)^{1/b} = \left(\frac{l_1}{l_2} \right)^{1/b} \quad (1.3)$$

Nach Gl. (1.3) ist der Einfluss der Kabellänge auf die Lebensdauerkennlinie in Abb. 1.1 schematisch dargestellt, wobei der Weibull-Slope b als 10 angenommen ist. Die oberste Kurve in Abb. 1.1 entspricht der ursprünglichen Lebensdauerkennlinie aus den Langzeitprüfungen an den kurzen Probekabeln mit Referenzlänge l_0 . Die anderen drei Kurven beschreiben den Volumeneffekt bei größeren Kabellängen. Es ist ersichtlich, dass die elektrische Festigkeit mit zunehmender Länge spürbar vermindert ist. Daraus ergibt sich, dass die Durchschlagfeldstärke bei einem 50 km langen Kabel um 50 % verringert sein kann, falls die Länge der Probekabel l_0 50 m beträgt.

So erscheint es auf den ersten Blick zu folgen, dass eine dickere Isolierwanddicke für lange Kabel gewählt werden muss. Allerdings wird dieser Volumeneffekt in der Praxis bei der Bemessung der Isolierung generell aus folgenden Gründen nicht berücksichtigt:

- Die Lebensdauerkennlinie beinhaltet stets eine relativ große statistische Streuung, und sie beschreibt die elektrische Alterung allein unter dem Einfluss der Wechselspannungsbeanspruchung. Die elektrische Festigkeit wird tatsächlich auch stark von der Temperatur und von der Stoßspannung beeinflusst. Zur Kompensation dieser unsicheren Faktoren wird die Designfeldstärke normalerweise mit relativ großer Sicherheit gewählt, so dass auch nach einer Betriebsdauer von beispielsweise 40 Jahren die elektrische Festigkeit noch immer um einen Sicherheitsfaktor von mehr als 2,0 über der höchsten auftretenden Dauerfeldstärke liegt [3].
- Die Gesamtverfügbarkeit der Verbindung wird aber nicht allein von der Fehlerwahrscheinlichkeit der Kabel bestimmt, sondern auch maßgeblich durch das Auftreten von Muffenfehlern. Die in Abb. 1.1 betrachtete Kabellänge lässt sich nicht als die gesamte Kabeltrassenlänge, sondern nur als die Abschnittlänge zwischen zwei Muffen interpretieren, da die Muffen eine andere Ausfallwahrscheinlichkeit aufweisen [20]. Die typische Abschnittlänge in Hoch- und Höchstspannungsnetzen ist bisher generell kleiner als 1 km. Somit sinkt die Relevanz des Volumeneffektes der Kabel

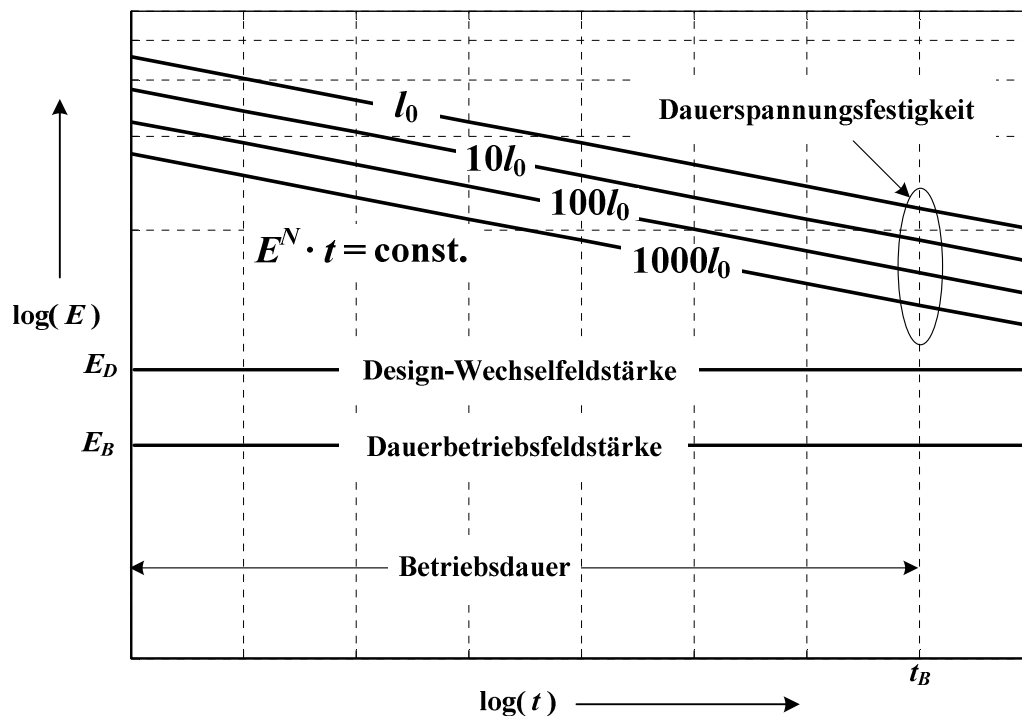


Abbildung 1.1: Einfluss der Kabellänge auf die Lebensdauerkennlinien von VPE-Hochspannungskabeln (schematisch)

Eine Vergrößerung der Abschnittslängen kann zwar den Längeneffekt verstärken, aber sie kann gleichzeitig auch die Anzahl der Muffen verringern. Die Untersuchung in [19] zeigt, dass die Fehlerraten von Kabelanlagen bei Vergrößerung der Abschnittslängen deutlich vermindert werden. Auf Basis der CIGRE-Statistik [20] zeigt Abb. 1.2 die Fehlerraten von VPE-Kabelanlagen als Funktion von zwei Abschnittslängen. Der linke Balken in Abb. 1.2 zeigt die Fehlerrate der VPE-Kabelanlage im Höchstspannungsnetz bei heutiger Standardtechnik mit einer durchschnittlichen Lieferlänge von 770 m. Der zweite Balken zeigt die entsprechende Fehlerrate bei Vergrößerung der Lieferlängen auf 3 km. Durch Einführung eines wirksamen mechanischen Schutzes, wie beispielsweise der Verlegung in Tunneln, können die äußeren Beeinträchtigungen ausgeschlossen und die Fehlerrate somit weiter reduziert werden (der dritten Balken). Zum Vergleich zeigt der rechte Balken die Fehlerrate für den Betriebsspannungsbereich von $U_n < 220$ kV. Mit weiterer Entwicklung der Fertigungs- und Transporttechnologie sind maximale Lieferlängen von derzeit bis zu 3 km möglich. Dennoch ist bisher die Abschnittslänge durch elektrische Grenzwerte der Kabelmäntel auf nur ca. 1,5 km begrenzt. Dem Wunsch nach immer größeren Abschnittslängen, d.h. nach immer größeren Muffenabständen und immer weniger Verbindungsmuffen wird zunehmend entsprochen. Die Überwindung der bisherigen Begrenzungen bzw. die Ausnutzung der Vorteile von größeren Lieferlängen zur Reduzierung der Fehlerraten bei langen Kabelstrecken durch Überwindung der Spannungsgrenzen bei den Kabelschirmen oder -mänteln werden in dieser Arbeit untersucht.

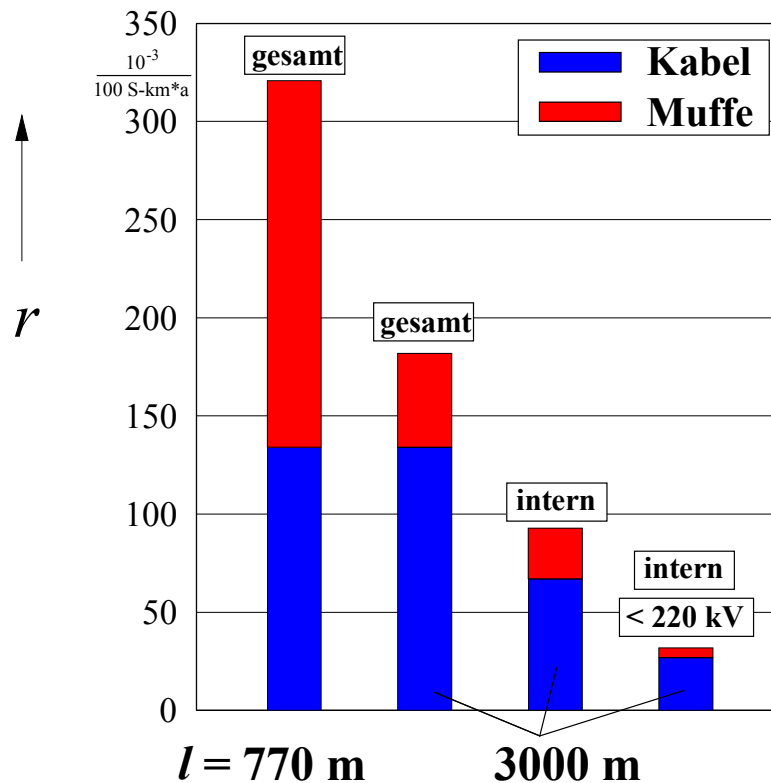


Abbildung 1.2: Fehlerraten von VPE-Kabeln und Muffen [19]. (Erläuterungen siehe Text)

Nach dem Entwurf der Isolierung und anderer wichtiger Aufbauelemente wie Leitschichten, metallischen Umhüllungen und Korrosionsschutz werden die Betriebseigenschaften von Kabeln, abgesehen von externen Beeinträchtigungen, Fertigungs- und Montagefehlern, hauptsächlich durch Betriebstemperaturen und im Netz auftretende Spannungen bestimmt. Zur Erfüllung der Anforderung 1 sind daher die relevanten thermischen und elektrischen Berechnungen bzw. Überwachungen erforderlich. Der beachtliche Unterschied bei Design langer Kabel besteht darin, dass wichtige Betriebskenngrößen wie Temperaturen, Verluste, Ströme und Spannungen entlang der Kabelstrecke nicht mehr gleichmäßig, sondern ortsabhängig verteilt sind. Diese Verteilungen sind von vielen Parametern wie Einspeisebedingungen, Blindleistungskompensationen sowie Schirmbehandlungen abhängig. Die Kenntnis über diese verteilten Charakteristiken ist entscheidend zur Einhaltung der technischen Grenzen entlang der gesamten Kabelstrecke. Zudem ermöglicht sie auch wirtschaftliche Optimierungen der Kabelanlagen.

1.1.2 Anforderung 2: Gewährleistung der Zuverlässigkeit des Netzes

Kabel und Freileitungen unterscheiden sich ganz erheblich in ihren elektrischen Kenngrößen. So ist bei den VPE-Kabeln beispielsweise[3]:

- der Kapazitätsbelag um den Faktor 12-26 höher,
- der Induktivitätsbelag um den Faktor 3-4 niedriger,

- der Wellenwiderstand um den Faktor 6-10 niedriger,
- die Wellenausbreitung um den Faktor 1,5 geringer

als bei den Freileitungen. Wegen dieser deutlich unterschiedlichen elektrischen Parameter können die zu planenden Kabeltrassen die Verhältnisse der existierten Betriebsmittel im Netz sowohl im stationären Betrieb als auch bei Ausgleichvorgängen beeinflussen. Wichtige zu betrachtende Betriebsvorgänge sind beispielsweise:

- harmonische Oberschwingungen,
- Resonanzen,
- Überspannungen bzw. Überströme bei Schaltvorgängen,
- Überspannungen bzw. Überströme bei Netzfehlern oder auch
- Wanderwellenvorgänge bei Zwischenverkabelungen.

Lange Kabel müssen mithilfe detaillierter Untersuchungen so ausgelegt werden, dass sie keine Schäden an anderen Betriebsmitteln und Schutzsystemen bewirken und in hinreichendem Maße die Zuverlässigkeit bzw. die Stabilität des ganzen Netzes gewährleisten.

1.1.3 Anforderung 3: EMV und Umwelteinwirkungen

Bei Planungs- und Genehmigungsverfahren elektrischer Energieübertragungssysteme treten die Aspekte der elektromagnetischen Verträglichkeit immer häufiger in den Vordergrund. Die Tendenz, Parallelverlegung mehrerer Kabelsysteme oder gemeinsame Nutzung einer Trasse mit anderen technischen Systemen vorzusehen, erfordert einige wichtige Betrachtungen zu den Themen:

- Magnetfelder und ihre Verringerungsmaßnahmen,
- elektrische Beeinflussungen von benachbarten technischen Systemen und
- Erdungsverhältnisse sowie Erdpotentialerhöhungen entlang der Kabelstrecke.

Kabelanlagen dürfen keine negativen Einflüsse auf andere technische Systeme und keine Risiken für das Leben von Menschen und Tieren, z.B. bei Netzfehlern, verursachen.

1.2 Ziel und Organisation der Arbeit

Zur Erfüllung der oben erstellten Anforderungen müssen zahlreiche Untersuchungen in den Designphasen vorgenommen und anschließend in den Betriebsphasen überwacht bzw. übergeprüft werden. Die wichtigsten Untersuchungen und deren verifizierte Literaturquellen bzw. Berechnungsmethoden werden in der Tabelle. 1.2 zusammengefasst. Um das umfangreiche Arbeitsgebiet übersichtlich darzustellen und um bei den Analysen der technischen Probleme systematisch vorzugehen, gliedert sich die nachstehende Arbeit in folgende vier Kapitel:

Kriterium	Untersuchungen	Referenz
Thermische Untersuchungen	Stationäre Belastbarkeiten	IEC 60287 [21]
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ zeitweilige Überlastbarkeiten ▪ transiente Kabelerwärmungen 	IEC 60853 [22]
	Erwärmungen bei Kurzschlüssen	IEC 60949 [23]
Elektrische Untersuchungen	Betriebsverhalten bei 50 Hz <ul style="list-style-type: none"> ▪ Spannungsfall, ▪ Blindleistungskompensation, ▪ Leistungsfluss im vermaschten Betrieb, ▪ Kurzschlussbeanspruchungen, ▪ u.s.w 	Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen
	Harmonische Oberschwingungen	[24][25]
	Zeitweilige Spannungserhöhungen <ul style="list-style-type: none"> ▪ Resonanzen, ▪ Lastabwurf, ▪ Erdschlüsse ▪ u.s.w 	[26][27]
	Ausgleichvorgänge bei Schalthandlungen <ul style="list-style-type: none"> ▪ Einschaltvorgänge, ▪ Ausschaltvorgänge, ▪ Netzfehler ▪ u.s.w 	IEC 60071 [28] CIGRE 189 [18] CIGRE 268 [29]
	Blitzüberspannungen <ul style="list-style-type: none"> ▪ Wanderwellen bei Zwischenverkabelung, ▪ Überspannungsschutz 	
	Mantel- und Schirmspannungen	CIGRE 283 [8] IEEE 575 [30]
EMV	Magnetfeld	CIGRE 104 [31] CIGRE 373 [32]
	Elektrische Beeinflussung	CIGRE 403 [33]
	Erdpotentialerhöhung	CIGRE 347 [34]

Tabelle 1.2: Zusammenfassung der erforderlichen technischen Untersuchungen bei Design und Planung von Energiekabelanlagen

Im Kapitel 2 werden Zusammenhänge und Verknüpfungen der in der Tabelle 1.2 aufgelisteten technischen Untersuchungen überprüft. Darauf aufbauend wird ein umfassendes und kompaktes Energiekabelanalyzesystem entwickelt, das auf einem weltweit eingesetzten Schaltungssimulationsprogramm basiert. Statt der konventionellen separierenden Betrachtungsweise ermöglicht das neu entwickelte Analyzesystem ein kompaktes Design sowie die simultane Analyse und Optimierung von Kabelanlagen bezüglich elektrischer, thermischer, magnetischer und kurzschlussmechanischer Anforderungen in stationären sowie in transienten Betriebszuständen. Zudem werden neue Möglichkeiten der Modellierung der thermischen Kopplungen im Erdboden vorgestellt, welche eine schnelle thermische Analyse für Kabelanlagen bei beliebigen Belastungen erlaubt und sehr geeignet ist zur Untersuchung der dynamischen Überlastbarkeiten von Seekabeln, Kabeln in Tunneln oder gehäuft verlegten Kabelsystemen.

Im Kapitel 3 werden das stationäre Betriebsverhalten sowie die Übertragungsgrenzen von Drehstromkabeln bei größeren Distanzen sowie bei Zwischenverkabelungen untersucht. Die Eingriffsmöglichkeiten zur Erweiterung der Übertragungsgrenzen durch konventionelle Maßnahmen, wie Blindleistungskompensation durch Drosselspulen, oder durch nicht konventionelle Maßnahmen, wie den Betrieb mit verringerter Frequenz sowie Mehrphasen-Kabelsysteme, werden diskutiert.

Im Kapitel 4 wird das Betriebsverhalten eines Netzes mit großem Anteil von Drehstromkabeln bei Ausgleichvorgängen untersucht. Wichtigste Betriebsphänomene, in denen die entstehenden Überspannungen bzw. Überströme zur Beschädigung der Kabelisolierungen oder zu möglichen Problemen für andere Betriebsmittel führen können, werden näher untersucht.

Im Kapitel 5 wird die Schirmbehandlung bei langen Drehstromkabeln untersucht. Im ersten Teil werden die Probleme bei konventionellem Cross-Bonding für lange Landkabel aufgezeigt. Schaltungsmaßnahmen zum Längenausgleich sowie zur Vergrößerung der Abschnittlängen werden anschließend vorgestellt. Im zweiten Teil des Kapitels wird das Betriebsverhalten von dreiadrigen Seekabeln mit leitfähigen oder isolierenden Kunststoffmänteln eingehend untersucht.

Zum besseren quantitativen Verständnis der physikalischen Verhältnisse bei den Untersuchungen werden zwei Referenzkabelmodelle – ein 380-kV-VPE-Landkabel und ein 150-kV-VPE-Seekabel – für die Berechnungen verwendet, deren Aufbaukenndaten im Anhang zusammengefasst sind.

2. Entwicklung eines umfassenden Energiekabelanalysensystems auf Basis von ATP-EMTP

Im letzten Kapitel ist gezeigt worden, welche technischen Problemstellungen bei Planung und Betrieb langer Drehstromkabelsysteme achtet werden müssen. Zur Erfüllung der Übertragungsaufgaben sowie zur Einhaltung verschiedenartiger technischer Grenzwerte müssen zahlreiche Untersuchungen mit unterschiedlichen Fragestellungen und unterschiedlichen Designparametern vorgenommen werden, die generell jeweils auf einzelnen genormten oder anerkannten Berechnungsmethoden basieren. Um die technischen Anforderungen hinsichtlich der besonderen Charakteristiken bei langen Drehstromkabeln erfüllen zu können, sollen im Folgenden zuerst die Einschränkungen der bestehenden Methoden untersucht werden. Anschließend wird ein Energiekabelanalysensystem auf Basis des Simulationsprogramms ATP-EMTP entwickelt, welches ein kompaktes Design sowie die Analyse und Optimierung langer Kabelsysteme bezüglich elektrischer, thermischer, magnetischer und mechanischer Anforderungen unter stationären sowie unter transienten Betriebszuständen ermöglicht.

2.1 Problemstellung

Die in der Tabelle 1.2 aufgelisteten erforderlichen technischen Untersuchungen bei Planung und Betrieb von Kabelsystemen lassen sich nach den physikalischen Prinzipien generell in die folgende vier Gebiete unterteilen:

- Untersuchungen der elektrischen Betriebseigenschaften,
- Untersuchungen der thermischen Betriebseigenschaften,
- Untersuchungen der magnetischen Flussdichten in Kabeltrassen sowie
- Untersuchungen der thermischen, magnetischen und mechanischen Belastungen bei Kurzschlüssen.

Die grundlegenden Strukturen, Parameter, Datenflüsse sowie fundamentalen Berechnungsmodelle dieser vier Aspekte sind in Abb. 2.1 als vier gekapselte Module symbolisch dargestellt.

In der Praxis und auch in den bestehenden kommerziellen Programmen werden diese vier Module meistens voneinander unabhängig analysiert, obwohl einige von ihnen gemeinsame Ursache (Ströme und Spannungen) haben, gleiche Designparameter (Abmessungen von Kabeln und Kabeltrassen) benötigen, mathematisch durch ähnliche Modelle (thermische und elektrische Ähnlichkeiten) beschrieben werden und sich auch gegenseitig beeinflussen bzw. koppeln können. Ein zuverlässiges und optimales Design langer Kabelsysteme in zukünftigen Übertragungsnetzen durch diese traditional separate Betrachtungsweise ist aus folgenden Gründen problematisch:

- 1) Wie im vorangegangenen Kapitel erwähnt, sind Spannungen, Ströme, Temperaturen sowie Verluste entlang langer Kabel nicht mehr gleichmäßig verteilt. Die Verteilungen sind von Einspeisebedingungen, Orten zur Blindleistungskompensation und bei langen Seekabeln auch stark von der Schirm- bzw. Mantelbehandlung abhängig. Vernachlässigungen dieser ortsabhängigen Effekte können einerseits zu

Risiken und andererseits zu wirtschaftlich ungünstigen Überschätzungen der Übertragungsverluste sowie zur Überdimensionierung der Kabelaufbauelemente führen.

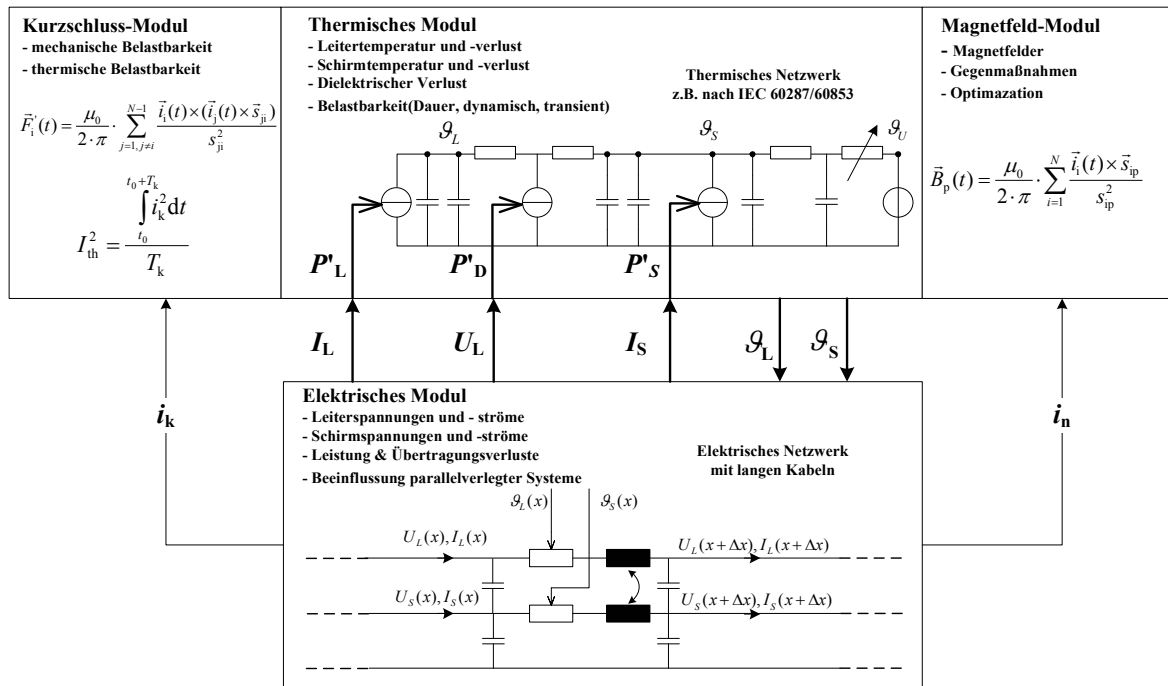


Abbildung 2.1: Strukturen und Datenflüsse der erforderlichen technischen Untersuchungen bei Planung und Betrieb von Kabelsystemen

- 2) Neben den thermischen Eigenschaften des Erdbodens ist die Schirmbehandlung der zweite wichtigste Faktor zur Beeinflussung der thermischen Belastbarkeit von Kabelsystemen. Die von IEC-Publikation 60287 [21] gegebenen Formeln zur Bestimmung der Schirmlängsstromverluste wurden eigentlich für Einfachsysteme oder für einfache symmetrische Anordnungen mit kurzen Längen abgeleitet. Für Mehrfachsysteme in Flachverlegung oder in unregelmäßigen Anordnungen, beim Cross-Bonding (Auskreuzen der Schirme) mit unterschiedlichen Unterabschnittlängen sowie bei langen Seekabeln sind solche Formeln nur eingeschränkt verwendbar.
- 3) Bei Kabelsystemen mit parallelen anderen technischen Systemen, Erdungsleitern oder Zusatzhilfsleitern ist die Bestimmung der Magnetfelder oder der thermischen Koppelungen nur möglich, wenn die Stromverteilung für alle metallischen Leiter bekannt ist.
- 4) Optimierungsmaßnahmen bezüglich eines Designkriteriums können durchaus andere Aspekte verschlechtern. Optimierungen von Kabelsystemen müssen daher alle relevanten Designkriterien gleichzeitig berücksichtigen.

Die ersten zwei Aspekte erfordern die Analyse eines elektrisch-thermisch gekoppelten Problems, welches bei elektrisch-thermisch getrennter Berechnungsmethode wie nach IEC-Publikation 60287 nur schwer zu behandeln ist. Der dritte Aspekt besagt, dass bei Häufung mehrerer Leitungssysteme die Bestimmung von Stromverteilungen eine Voraussetzung für weitere technische Untersuchungen ist. Der vierte Aspekt verdeutlicht, wie vorteilhaft ein kompaktes Kabeldesignsystem einschließlich aller wichtigen

Funktionen der vier beschriebenen Module ist, so dass die Entwicklung eines solchen Systems hier eingegangen werden soll.

Abb. 2.1 macht die Beziehungen bzw. den Zusammenhang der Module deutlich, nämlich:

- das elektrische Modul stellt die Grundlage des gesamten gekoppelten Analysensystems dar.
- das thermische Modul erhält Parameter aus dem elektrischen Modul und übergibt Temperaturen an das elektrische Modul für einen iterativen Prozess zur exakteren Bestimmung der elektrischen Kenngrößen.
- das Magnetfeld- und das Kurzschluss-Modul übernehmen die exakt bestimmten Kenngrößen des elektrischen Moduls.

Der Schwerpunkt eines zu entwickelnden kompakten Kabelanalysensystems liegt somit wesentlich darin, ein elektrisch-thermisch kombiniertes Verfahren zu entwickeln. Die physikalischen bzw. mathematischen Ähnlichkeiten zwischen den elektrischen und thermischen Netzwerken legt den Gedanken nahe, eine elektrisch-thermisch gekoppelte Berechnung mithilfe eines Schaltungssimulationsprogramms wie ATP-EMTP zu verwirklichen.

2.2 Kurzbeschreibung des Programmsystems ATP-EMTP und seiner Möglichkeiten

Mit oft ähnlichen Algorithmen gibt es eine Reihe von Programmen für Schaltungsanalysen. Eine umfangreich eingesetzte Software-Familie im Gebiet der elektrischen Energietechnik ist das von Dommel [35] eingeführte „ElectroMagnetic Transients Program“ (EMTP). In der vorliegenden Arbeit wird ein kompaktes Energiekabelanalysensystem auf Basis des Simulationsprogramms ATP-EMTP, einer der bekanntesten Version der EMTP-Familie, entwickelt. Diese ATP-Version von EMTP wird als Entwicklungsplattform ausgewählt aus den folgenden Gründen [36]:

- 1) ATP ist eine kostenlose bzw. lizenzfreie Version von EMTP. Dieses bewährte Programm wird weltweit häufig eingesetzt zur Berechnung elektromagnetischer Ausgleichsvorgänge in elektrischen Energieversorgungssystemen.
- 2) Außer der Berechnung von transienten Vorgängen bietet ATP-EMTP umfangreiche Modellierungsmöglichkeiten und weitere Funktionen zur Durchführung verschiedenartiger Untersuchungen. Wichtige Aspekte und Möglichkeiten für Kabelsystemanalysen sind beispielsweise:
 - Programmierbare Schaltungselemente.

Kabelingenieuren ist es schon lange bekannt, dass das thermische Verhalten von Energiekabeln mithilfe der elektrischen Schaltungstheorie analysiert werden kann. Die Standardmethoden von IEC 60287 und 60853 sind hierzu aus thermischen Ersatzschaltbildern abgeleitet. Allerdings ist es interessant zu sehen, dass Schaltungssimulationsprogramme ganz selten von Kabelingenieuren bei thermischen Berechnungen verwendet wurden. Der Grund dafür lässt sich vielleicht durch ein thermisches Ersatzschaltbild eines einzigen erdverlegten Landkabels zur Berechnung der transienten Erwärmung erklären. Schon in den fünfziger Jahren haben

Kabelingenieure versucht, das in Abb. 2.2 dargestellte thermische Ersatzschaltbild zu analysieren [37], [38]. Eine direkte Lösung mit der Laplace-Transformation, die Standardmethode damals für die transiente Schaltungsanalyse, ist jedoch nicht möglich, weil die ohmschen Verluste (entsprechen den Stromquellen im Ersatzschaltbild) temperaturabhängig und der transiente thermische Widerstand T_4 des Erdbodens, der durch Exponential-Integral-Funktionen formuliert ist, zeitvariant sind.

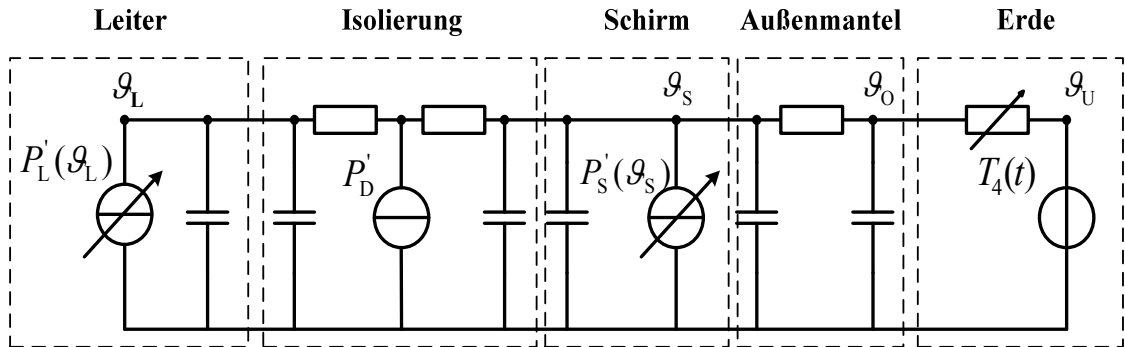


Abbildung 2.2: Thermisches Ersatzschaltbild eines erdverlegten Einleiter-Kabels zur Berechnung der transienten thermischen Vorgänge

EMTP entstand seit Ende der sechziger Jahre. Die frühen Versionen konzentrierten sich auf die Berechnung der transienten Wanderwellenvorgänge und waren daher auch nicht in der Lage, die obige Schaltung aufzulösen. Die folgenden Entwicklungstendenzen der Kabeltechniker und der EMTP-Entwickler gingen in unterschiedliche Richtungen: Kabelingenieure entwickelten weitgehende Vereinfachungen dieser Schaltung, so dass sie mit der Laplace-Transformation noch analytisch behandelt werden können. So stellt das Ersatzschaltbild in IEC-Publikation 60853 [22] tatsächlich nur einen kleinen Teil der kompletten Schaltung dar (Abb. 2.3). Die Temperaturabhängigkeit der ohmschen Verluste, die dielektrischen Verluste, die Erderwärmung sowie die durch mangelhafte Analyse der kompletten Schaltung verursachten Fehler werden durch eine Reihe von Korrekturfaktoren, die in [38], [39] mathematisch sehr aufwendig abgeleitet wurden, berücksichtigt. Das Ersatzschaltbild Abb. 2.3 wird in [22] weiter zu einer Schaltung mit zwei Schleifen vereinfacht, so dass sie mit geringerem Aufwand berechnet werden kann.

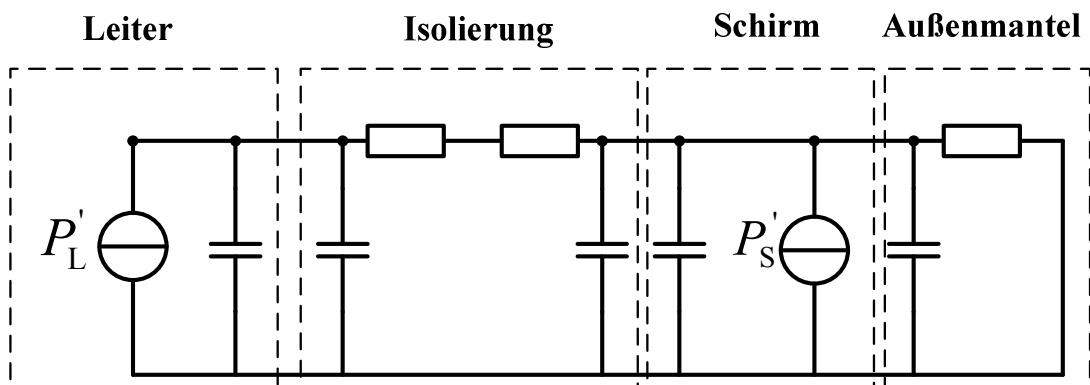


Abbildung 2.3: Das thermische Ersatzschaltbild in IEC 60853 (1989) [22]

EMTP hingegen wurde zur Behandlung immer komplizierterer Schaltungen weiter entwickelt. Einfach regelbare Schaltungselemente (Widerstand, Spannungs- und Stromquellen) wurden schon in den 80er Jahren in ATP eingeführt, um z.B. Lichtbögen in Leistungsschaltern zu modellieren [40]. Die Nachbildung komplizierter Schaltungselemente durch eine Programmiersprache wurde erst Anfang der 90er Jahre nach Einführung der integrierten Programmiersprache MODELS in ATP-EMTP [41] möglich. Programmierbare Schaltungselemente ermöglichen nicht nur eine direkte Lösung der Schaltung in Abb. 2.2, sondern bieten, wie später gezeigt wird, viele andere Vorteile zur Analyse von Kabelanlagen. Zum Beispiel ist es möglich, die Berechnungen von elektrischen und thermischen Netzwerken zu koppeln.

- Sensitivitätsanalysen der Designparameter

ATP-EMTP unterstützt die konsekutive Analyse derselben Schaltung mit unterschiedlichen Designparametern. Diese Option ist bekannt als „Pocket Calculator Varies Parameters (PCVP)“ [40]. Designparameter wie Abmessungen von Kabeln oder Geometrien von Kabeltrassen können dann als Variable in einem vorgegebenen Definitionsbereich oder aus Ableitungen mathematischer Funktionen in ATP-EMTP eingegeben werden. Die Einflüsse der Designparameter auf die Ergebnisse können somit beurteilt werden.

- Statistische Analysen

Basierend auf der Option „PCVP“ kann eine statistische Analyse z.B. mit der Monte-Carlo-Simulation vorgenommen werden. Traditionell werden statistische Analysen zur Untersuchungen von Blitz- und Schaltüberspannungen angewandt. Dennoch lässt sich diese universal einsetzbare Analysemethode auch Anwendungen der Kabeltechnik nutzen, z.B., zur Bestimmung der Magnetfelder [42], zur Berechnung der Belastbarkeit [43] sowie zur Bemessung der metallischen Schirme [44].

- Optimierung

Eine weitere Erweiterung der Option „PCVP“ ist die Implementierung von Optimierungsverfahren in ATP-EMTP. Drei Optimierungsverfahren, „Genetic Algorithm“, „Gradient Method“ und „Simplex Annealing“, sind schon im Program ATPDraw¹ 5.6 integriert [45]. Optimale Designparameter können somit ermittelt werden.

- 3) ATP wird kontinuierlich durch eine internationale Kooperation weiter entwickelt. Die Leistungsfähigkeit sowie die Modellierungsmöglichkeiten werden aus einer fachübergreifenden Zusammenarbeit aus den Gebieten der Schaltungstheorie, der Systemtheorie und der Signalverarbeitung ständig verbessert. Ein wichtiges Ziel der vorliegenden Arbeit ist es zu zeigen, wie die moderne sehr weit entwickelte Schaltungssimulationstechnik umfangreich zu Analysen der Energiekabelsysteme genutzt werden kann.

¹ ATPDraw – Graphischer Preprozessor für ATP-Version des EMTP Programms

2.3 Implementierung der Kabelanalysemodule in ATP-EMTP

In diesem Abschnitt wird die Implementierung der oben beschriebenen vier Kabelanalysemodule in ATP-EMTP anhand eines 380-kV-Kabelsystems demonstriert. Die detaillierten Aufbaudaten der untersuchten 380-kV-Einleiter-VPE-Kabel sind im Anhang A1 zusammengefasst. Im Referenzmodell (Abb. 2.4) wird eine Legetiefe zu 1,2 m angesetzt. Dem Boden werden Standardbedingungen nach den DIN/VDE-Kabelnormen bzw. nach IEC-Publikation 60287 [21] zugeordnet (Umgebungstemperatur $\vartheta_U = 15^\circ\text{C}$; spezifische Wärmewiderstände des feuchten bzw. des ausgetrockneten Bodens: $\rho_F = 1,0$ K m/W bzw. $\rho_T = 2,5$ K m/W; Grenzerwärmung für Bodenaustrocknung: 15 K).

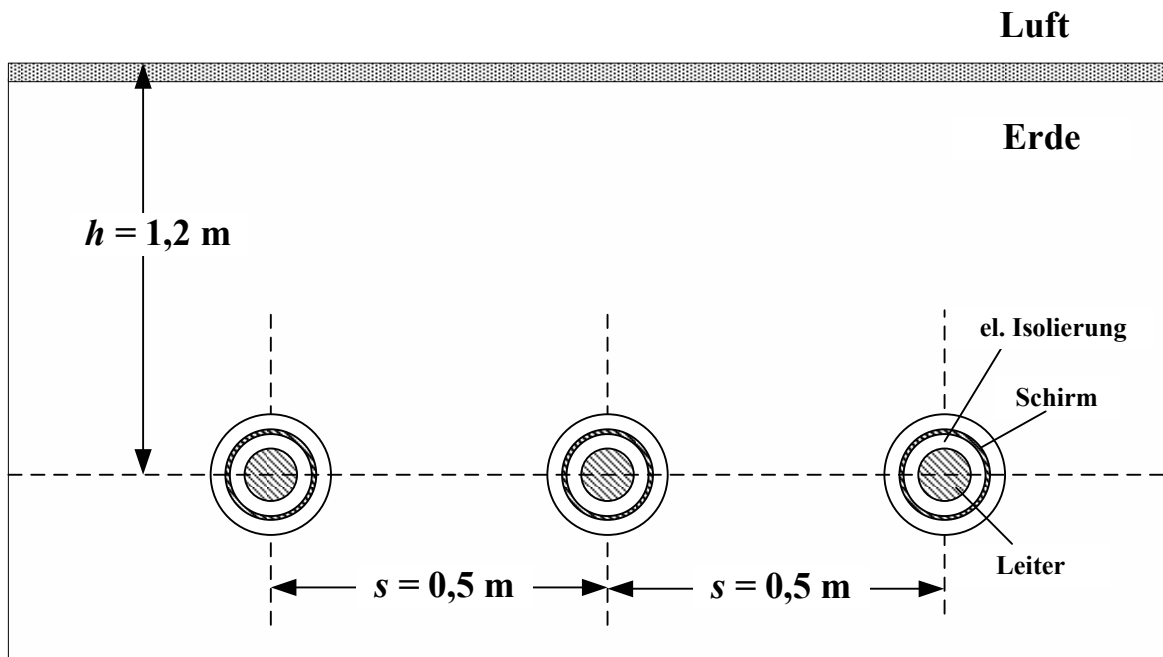


Abbildung 2.4: Verlegeanordnung eines 380-kV-Kabelsystems zur Demonstration der Implementierung von Kabelanalysemusername in ATP-EMTP

2.3.1 Implementierung des elektrischen Moduls

2.3.1.1 Impedanzen und Admittanzen von Kabelsystemen

Hoch- und Höchstspannungskabel stellen oft unsymmetrisch aufgebaute Mehrleitersysteme dar. Durch die traditionellen Methoden der symmetrischen Komponenten lässt sich das elektrische Betriebsverhalten daher nicht ganz korrekt untersuchen. Eine richtige Bestimmung der Stromverteilungen in beliebigen Verlegeanordnungen lässt sich nur durch eine komplette Formulierung der Impedanzmatrix sowie Admittanzmatrix des betrachteten Mehrleitersystems vornehmen.

Das stationäre elektrische Verhalten eines langen N-Leiter-Übertragungssystems lässt sich generell durch seine Impedanzbelagmatrix sowie seine Admittanzbelagmatrix wie folgt beschreiben:

$$-\frac{d}{dx} \begin{bmatrix} \underline{U}_1(x, \omega) \\ \underline{U}_2(x, \omega) \\ \dots \\ \underline{U}_N(x, \omega) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}'_{11}(\omega) & \underline{Z}'_{12}(\omega) & \dots & \underline{Z}'_{1N}(\omega) \\ \underline{Z}'_{21}(\omega) & \underline{Z}'_{22}(\omega) & \dots & \underline{Z}'_{2N}(\omega) \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \underline{Z}'_{N1}(\omega) & \underline{Z}'_{N2}(\omega) & \dots & \underline{Z}'_{NN}(\omega) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{I}_1(x, \omega) \\ \underline{I}_2(x, \omega) \\ \dots \\ \underline{I}_N(x, \omega) \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

$$-\frac{d}{dx} \begin{bmatrix} \underline{I}_1(x, \omega) \\ \underline{I}_2(x, \omega) \\ \dots \\ \underline{I}_N(x, \omega) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}'_{11}(\omega) & \underline{Y}'_{12}(\omega) & \dots & \underline{Y}'_{1N}(\omega) \\ \underline{Y}'_{21}(\omega) & \underline{Y}'_{22}(\omega) & \dots & \underline{Y}'_{2N}(\omega) \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \underline{Y}'_{N1}(\omega) & \underline{Y}'_{N2}(\omega) & \dots & \underline{Y}'_{NN}(\omega) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_1(x, \omega) \\ \underline{U}_2(x, \omega) \\ \dots \\ \underline{U}_N(x, \omega) \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

Hierbei sind:

$\underline{U}_i(x, \omega)$ komplexe Leiterspannung gegenüber dem Bezugsleiter am Ort x , ($i = 1 \dots N$),

$\underline{I}_i(x, \omega)$ komplexe Leiterstrom am Ort x , ($i = 1 \dots N$),

$\underline{Z}'_{ij}(\omega)$ frequenzabhängiger Impedanzbelag

$\underline{Y}'_{ij}(\omega)$ frequenzabhängiger Admittanzbelag

wobei die Impedanzbelagmatrix und die Admittanzbelagmatrix durch vier grundlegende Leitungsparameter – Widerstandbeläge \underline{R}'_{ij} , Induktivitätsbeläge \underline{L}'_{ij} , Ableitungsbeläge \underline{G}'_{ij} sowie Kapazitätsbeläge \underline{C}'_{ij} gekennzeichnet werden:

$$\begin{bmatrix} \underline{Z}'_{11} & \underline{Z}'_{12} & \dots & \underline{Z}'_{1N} \\ \underline{Z}'_{21} & \underline{Z}'_{22} & \dots & \underline{Z}'_{2N} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \underline{Z}'_{N1} & \underline{Z}'_{N2} & \dots & \underline{Z}'_{NN} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{R}'_{11} & \underline{R}'_{12} & \dots & \underline{R}'_{1N} \\ \underline{R}'_{21} & \underline{R}'_{22} & \dots & \underline{R}'_{2N} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \underline{R}'_{N1} & \underline{R}'_{N2} & \dots & \underline{R}'_{NN} \end{bmatrix} + j\omega \cdot \begin{bmatrix} \underline{L}'_{11} & \underline{L}'_{12} & \dots & \underline{L}'_{1N} \\ \underline{L}'_{21} & \underline{L}'_{22} & \dots & \underline{L}'_{2N} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \underline{L}'_{N1} & \underline{L}'_{N2} & \dots & \underline{L}'_{NN} \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

$$\begin{bmatrix} \underline{Y}'_{11} & \underline{Y}'_{12} & \dots & \underline{Y}'_{1N} \\ \underline{Y}'_{21} & \underline{Y}'_{22} & \dots & \underline{Y}'_{2N} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \underline{Y}'_{N1} & \underline{Y}'_{N2} & \dots & \underline{Y}'_{NN} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{G}'_{11} & \underline{G}'_{12} & \dots & \underline{G}'_{1N} \\ \underline{G}'_{21} & \underline{G}'_{22} & \dots & \underline{G}'_{2N} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \underline{G}'_{N1} & \underline{G}'_{N2} & \dots & \underline{G}'_{NN} \end{bmatrix} + j\omega \cdot \begin{bmatrix} \underline{C}'_{11} & \underline{C}'_{12} & \dots & \underline{C}'_{1N} \\ \underline{C}'_{21} & \underline{C}'_{22} & \dots & \underline{C}'_{2N} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \underline{C}'_{N1} & \underline{C}'_{N2} & \dots & \underline{C}'_{NN} \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

Analytische und numerische Verfahren zur Bestimmung der frequenzabhängigen Leitungsparameter für verschiedene Kabelkonstruktionen, vor allem auf den Impedanzbelägen von Leiter-Erde-Schleifen, sind in [35] ausführlich dokumentiert. Ein weit verbreitetes Berechnungsverfahren ist die von Ametani [46] formulierte und in EMTP integrierte Subroutine „Cable Parameter“ [47]. Eine verbesserte Parameterbestimmung für „Cable Parameter“ ist in [48] beschrieben. Allerdings orientiert sich diese Subroutine hauptsächlich an den transienten elektromagnetischen Vorgängen. Die Dimensionierung der Aufbauelemente von VPE-Kabelanlagen ist jedoch im Wesentlichen durch

betriebsfrequente Vorgänge beeinflusst. Bei der Implementierung des elektrischen Moduls in ATP-EMTP muss das geeignete Rechenmodell je nach Anwendungsfall gewählt werden, da Vereinfachungen bei einem Modell zu einer konservativen Abschätzung, bei Anwendung eines anderen Modells jedoch zu unsicheren Ergebnissen führen können. Es ist daher sinnvoll, die elektrischen Eigenschaften der Kabelsysteme für betriebsfrequente und für transiente elektromagnetische Vorgänge mit unterschiedlichen Modellen zu untersuchen.

2.3.1.2 Das elektrische Modul für betriebsfrequente Anwendungen

Zur Untersuchung der betriebsfrequenten Vorgänge für Hochspannungskabel mit komplizierten Leiterkonstruktionen (z.B. Milliken-Leiter, Schichtenmäntel) sollen die Leitungsparameter, vornehmlich die Widerstandbeläge, nach IEC 60287 [21] oder nach der Empfehlung von Cigre 272 [49] bestimmt werden. Im Folgenden werden hierzu zuerst die Impedanzmatrix und die Admittanzmatrix bei betriebsfrequenten Fragestellungen für die betrachteten 380-kV-Kabelanlage abgeleitet. Anschließend wird auf ihre elektrischen Ersatzschaltbilder in ATP-EMTP eingegangen.

Nach [50] lässt sich die Modellvorstellung zur Berechnung der Impedanzbeläge bei betriebsfrequenten Anwendungen nach Abb. 2.5 veranschaulichen: der Erdrückleiter wird als Hohlzylinder mit der Eindringtiefe r_E als Radius um das Kabelsystem gelegt. Die gesamte Anordnung wird von einem stromlosen fiktiven Rückleiter mit dem Radius r_A umschlossen. Die allgemeine Systemgleichung (2.1) lässt sich nun für die betrachtete 380-kV-Kabelanlage mit der Erde als Rückleitung wie folgt explizit ausdrücken:

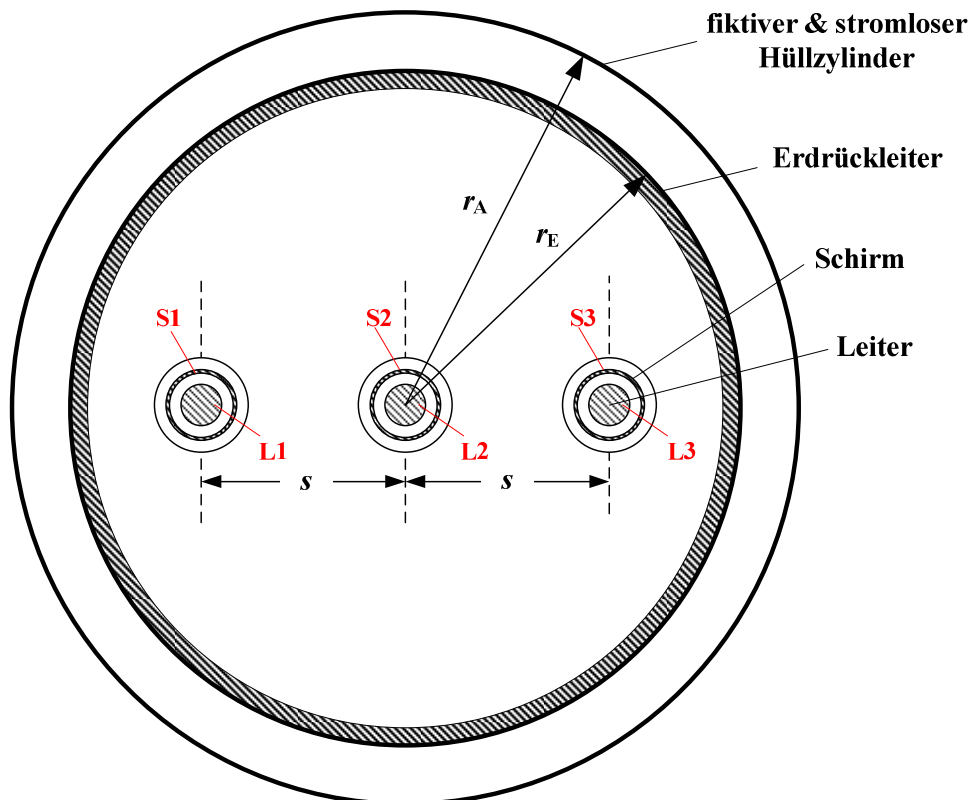


Abbildung 2.5: Modell zur Ableitung der Impedanzbeläge der untersuchten 380-kV-Kabelanlage innerhalb des Erdrückleiters und eines fiktiven bzw. stromlosen Hüllzylinders

$$\begin{array}{c}
 \begin{bmatrix} \underline{U}'_{L1} \\ \underline{U}'_{L2} \\ \underline{U}'_{L3} \\ \underline{U}'_{S1} \\ \underline{U}'_{S2} \\ \underline{U}'_{S3} \end{bmatrix} = \begin{array}{c} \text{Leiter} \\ \\ \\ \text{Schirm} \end{array} \begin{array}{c} \text{Leiter} \quad \text{Schirm} \\ \begin{bmatrix} \underline{Z}'_{L1L1} & \underline{Z}'_{L1L2} & \underline{Z}'_{L1L3} & \underline{Z}'_{L1S1} & \underline{Z}'_{L1S2} & \underline{Z}'_{L1S3} \\ \underline{Z}'_{L2L1} & \underline{Z}'_{L2L2} & \underline{Z}'_{L2L3} & \underline{Z}'_{L2S1} & \underline{Z}'_{L2S2} & \underline{Z}'_{L2S3} \\ \underline{Z}'_{L3L1} & \underline{Z}'_{L3L2} & \underline{Z}'_{L3L3} & \underline{Z}'_{L3S1} & \underline{Z}'_{L3S2} & \underline{Z}'_{L3S3} \\ \underline{Z}'_{S1L1} & \underline{Z}'_{S1L2} & \underline{Z}'_{S1L3} & \underline{Z}'_{S1S1} & \underline{Z}'_{S1S2} & \underline{Z}'_{S1S3} \\ \underline{Z}'_{S2L1} & \underline{Z}'_{S2L2} & \underline{Z}'_{S2L3} & \underline{Z}'_{S2S1} & \underline{Z}'_{S2S2} & \underline{Z}'_{S2S3} \\ \underline{Z}'_{S3L1} & \underline{Z}'_{S3L2} & \underline{Z}'_{S3L3} & \underline{Z}'_{S3S1} & \underline{Z}'_{S3S2} & \underline{Z}'_{S3S3} \end{bmatrix} \end{array} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_{L1} \\ \underline{I}_{L2} \\ \underline{I}_{L3} \\ \underline{I}_{S1} \\ \underline{I}_{S2} \\ \underline{I}_{S3} \end{bmatrix} \quad (2.5)
 \end{array}$$

mit $\underline{I}_{L1} \dots \underline{I}_{L3}$ Leiterströme und $\underline{I}_{S1} \dots \underline{I}_{S3}$ Schirmströme. Für die Elemente der Impedanzbelagmatrix gilt:

$$\underline{Z}'_{L1L1} = \underline{Z}'_{L2L2} = \underline{Z}'_{L3L3} = (R'_{L(AC)} + R'_E) + j \frac{\omega \cdot \mu_0}{2 \cdot \pi} \ln \frac{r_E}{g_{LL}} \quad (2.6)$$

$$\underline{Z}'_{S1S1} = \underline{Z}'_{S2S2} = \underline{Z}'_{S3S3} = (R'_{S(AC)} + R'_E) + j \frac{\omega \cdot \mu_0}{2 \cdot \pi} \ln \frac{r_E}{g_{SS}} \quad (2.7)$$

$$\underline{Z}'_{L1S1} = \underline{Z}'_{L2S2} = \underline{Z}'_{L3S3} = R'_E + j \frac{\omega \cdot \mu_0}{2 \cdot \pi} \ln \frac{r_E}{g_{LS}} \quad (2.8)$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}'_{L1L2} &= \underline{Z}'_{L2L3} = \underline{Z}'_{S1S2} = \underline{Z}'_{S2S3} = \underline{Z}'_{L1S2} = \underline{Z}'_{L2S1} = \underline{Z}'_{L2S3} = \underline{Z}'_{L3S2} \\ &= R'_E + j \frac{\omega \cdot \mu_0}{2 \cdot \pi} \ln \frac{r_E}{s_{ij}} \end{aligned} \quad (2.9)$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}'_{L1L3} &= \underline{Z}'_{S1S3} = \underline{Z}'_{L1S3} = \underline{Z}'_{S1L3} \\ &= R'_E + j \frac{\omega \cdot \mu_0}{2 \cdot \pi} \ln \frac{r_E}{2s_{ij}} \end{aligned} \quad (2.10)$$

Die in den Gl. (2.6) bis (2.10) noch nicht erläuterten Formelzeichen sowie ihre Bestimmungen sind:

$R'_{L(AC)}$ Wechselstromwiderstandsbelag des Leiters nach [21] ,[49],

$R'_{S(AC)}$ Widerstandsbelag des metallischen Schirms nach [21] ,[49],

R'_E der ohmsche Widerstand der Erdrückleitung beträgt nach [8]

$$R'_E \approx \omega \cdot \frac{\mu_0}{8}$$

g_{LL} der mittlere geometrische Abstand des Leiters von sich selbst sowie

g_{SS} der mittlere geometrische Abstand des Schirms von sich selbst.

s_{ij} Achseabstand der Leiter

Mittlere geometrische Abstände werden nach [51] für beliebige Leiterformen mit konstanter Stromdichte definiert. Bei Leitern mit kreisförmigem Querschnitt können die mittleren geometrischen Abstände g_{ij} durch die Achseabstände s_{ij} ersetzt werden.

Wegen des coaxialen Aufbaus verschwinden die gegenseitigen Admittanzen zwischen den Kabeladern. Daher lautet die Systemgleichung (2.2) für die betrachte 380-kV Kabelanlage:

$$\begin{array}{c} \begin{bmatrix} \underline{I}'_{L1} \\ \underline{I}'_{L2} \\ \underline{I}'_{L3} \\ \underline{I}'_{S1} \\ \underline{I}'_{S2} \\ \underline{I}'_{S3} \end{bmatrix} \end{array} = \begin{array}{c} \text{Leiter} \\ \text{Schirm} \end{array} \begin{array}{c} \text{Leiter} \\ \text{Schirm} \end{array} \begin{bmatrix} \underline{Y}'_{L1} & 0 & 0 & -\underline{Y}'_{L1} & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Y}'_{L2} & 0 & 0 & -\underline{Y}'_{L2} & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Y}'_{L3} & 0 & 0 & -\underline{Y}'_{L3} \\ -\underline{Y}'_{L1} & 0 & 0 & \underline{Y}'_{L1} + \underline{Y}'_{S1} & 0 & 0 \\ 0 & -\underline{Y}'_{L2} & 0 & 0 & \underline{Y}'_{L2} + \underline{Y}'_{S2} & 0 \\ 0 & 0 & -\underline{Y}'_{L3} & 0 & 0 & \underline{Y}'_{L2} + \underline{Y}'_{S2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_{L1} \\ \underline{U}_{L2} \\ \underline{U}_{L3} \\ \underline{U}_{S1} \\ \underline{U}_{S2} \\ \underline{U}_{S3} \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

Für die Elemente der Admittanzbelagmatrix gilt:

$$\underline{Y}'_{L1} = \underline{Y}'_{L2} = \underline{Y}'_{L3} = \frac{(\tan \delta_1 + j) \cdot \omega \cdot 2\pi \cdot \varepsilon_0 \varepsilon_{r1}}{\ln\left(\frac{d_i}{d_c}\right)} \quad (2.12)$$

$$\underline{Y}'_{S1} = \underline{Y}'_{S2} = \underline{Y}'_{S3} = \frac{(\tan \delta_2 + j) \cdot \omega \cdot 2\pi \cdot \varepsilon_0 \varepsilon_{r2}}{\ln\left(\frac{d_a}{d_s}\right)} \quad (2.13)$$

mit

- d_i Durchmesser über der Isolierung,
- d_c Leiterdurchmesser einschließlich der inneren Leitschicht,
- d_a Kabelaußendurchmesser,
- d_s Durchmesser über dem metallischen Schirm,
- $\tan \delta_1$ dielektrischer Verlustfaktor der elektrischen Isolierung,
- $\tan \delta_2$ dielektrischer Verlustfaktor des Korrosionsschutzes
- ε_{r1} relative Permittivität der Isolierung
- ε_{r2} relative Permittivität des Korrosionsschutzes

Die Größe der Materialkonstanten in den Impedanz- und Admittanzbelägen sind der IEC-Publikation [21] zu entnehmen.

Die elektrischen Kenngrößen eines langen N-Phasen-Übertragungssystems lassen sich entweder exakt durch eine N-Phasen-Pi-Ersatzschaltung mit verteilten Parametern oder annähernd durch eine N-Phasen-Kettenschaltung aus Pi-Ersatzschaltbildern, die nur aus konzentrierten Bauelementen bestehen, ermitteln. Bei betriebsfrequenten Anwendungen ist die letztgenannte Darstellung meist hinreichend genau. Im Folgenden wird ein modifiziertes Pi-Ersatzschaltbild mit konzentrierten Bauelementen unter Berücksichtigung von temperaturabhängigen Widerständen des betrachteten 380-kV-Kabelsystems abgeleitet.

Die Struktur der Formeln der Impedanzbeläge in (2.6) bis (2.10) lässt erkennen, dass die Impedanzbelagmatrix von Kabelsystemen sich in folgende drei Teile gliedert:

$$[\underline{Z}'_{\text{Kabel}}] = [\underline{R}'_i] + [\underline{R}'_E] + [\underline{X}'_{i+E}] \quad (2.14)$$

$[\underline{\mathbf{Z}}'_{\text{Kabel}}]$ ist die in (2.5) dargestellte, vollständige Impedanzbelagmatrix des Kabelsystems.

$[\mathbf{R}'_i]$ ist die Widerstandbelagmatrix der metallenen Leiter des Kabelsystems. Sie besitzt die temperaturabhängigen ohmschen Widerstandbeläge nur in den diagonalen Positionen:

$$[\mathbf{R}'_i] = \begin{bmatrix} R'_{L(AC)}(\vartheta) & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & R'_{L(AC)}(\vartheta) & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & R'_{L(AC)}(\vartheta) & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & R'_{S(AC)}(\vartheta) & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & R'_{S(AC)}(\vartheta) & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & R'_{S(AC)}(\vartheta) \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

$[\mathbf{R}'_E]$ ist die Matrix des ohmschen Widerstandbelags von Erdrückleitung. Sie stellt eine ohmsche Koppelung der metallenen Leiter im Kabelsystem dar:

$$[\mathbf{R}'_E] = \begin{bmatrix} R'_E & R'_E & R'_E & R'_E & R'_E & R'_E \\ R'_E & R'_E & R'_E & R'_E & R'_E & R'_E \\ R'_E & R'_E & R'_E & R'_E & R'_E & R'_E \\ R'_E & R'_E & R'_E & R'_E & R'_E & R'_E \\ R'_E & R'_E & R'_E & R'_E & R'_E & R'_E \\ R'_E & R'_E & R'_E & R'_E & R'_E & R'_E \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

$[\mathbf{X}'_{i+E}]$ ist die Matrix der Reaktanzbeläge im Kabelsystem. Die inneren und äußeren Induktivitäten werden hier in einer einheitlichen Form zusammengefasst [50]:

$$[\mathbf{X}'_{i+E}] = j\omega \frac{\mu_0}{2 \cdot \pi} \begin{bmatrix} \ln \frac{r_E}{g_{LL}} & \ln \frac{r_E}{s} & \ln \frac{r_E}{2 \cdot s} & \ln \frac{r_E}{g_{LS}} & \ln \frac{r_E}{s} & \ln \frac{r_E}{2 \cdot s} \\ \ln \frac{r_E}{s} & \ln \frac{r_E}{g_{LL}} & \ln \frac{r_E}{s} & \ln \frac{r_E}{s} & \ln \frac{r_E}{g_{LS}} & \ln \frac{r_E}{s} \\ \ln \frac{r_E}{2 \cdot s} & \ln \frac{r_E}{s} & \ln \frac{r_E}{g_{LL}} & \ln \frac{r_E}{2 \cdot s} & \ln \frac{r_E}{s} & \ln \frac{r_E}{g_{LS}} \\ \ln \frac{r_E}{g_{LS}} & \ln \frac{r_E}{s} & \ln \frac{r_E}{2 \cdot s} & \ln \frac{r_E}{g_{SS}} & \ln \frac{r_E}{s} & \ln \frac{r_E}{2 \cdot s} \\ \ln \frac{r_E}{s} & \ln \frac{r_E}{g_{LS}} & \ln \frac{r_E}{s} & \ln \frac{r_E}{s} & \ln \frac{r_E}{g_{SS}} & \ln \frac{r_E}{s} \\ \ln \frac{r_E}{2 \cdot s} & \ln \frac{r_E}{s} & \ln \frac{r_E}{g_{LS}} & \ln \frac{r_E}{2 \cdot s} & \ln \frac{r_E}{s} & \ln \frac{r_E}{g_{SS}} \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

Aus den Gln. (2.14) bis (2.17) kann man erkennen, dass unter den drei Matrizen nur die Matrix $[\mathbf{R}'_i]$ temperaturabhängig ist. Ein modifiziertes Pi-Ersatzschaltbild mit Schnittstellen zum thermischen Ersatznetzwerk kann daher entsprechend Abb. 2.6

entwickelt werden. Dieses Ersatzschaltbild kann in ATP-EMTP einfach durch folgende Standard-Bauelemente nachgebildet werden [40]:

- Wegen der Entkoppelung in Gl. (2.15) lassen sich die Elemente in $[R'_i]$ durch einphasige programmierbare Widerstände, sogenannten Type91-TACS-gesteuerte Widerstände, in ATP-EMTP modellieren. Die Größe der ohmschen Widerstände wird durch die synchron berechneten Temperaturen aus dem thermischen Netzwerk bestimmt, was noch ausführlich bei der Implementierung des thermischen Moduls erläutert wird.
- Alle anderen Matrizen werden in ATP-EMTP durch Multiphasen-RLC-Elemente nachgebildet.

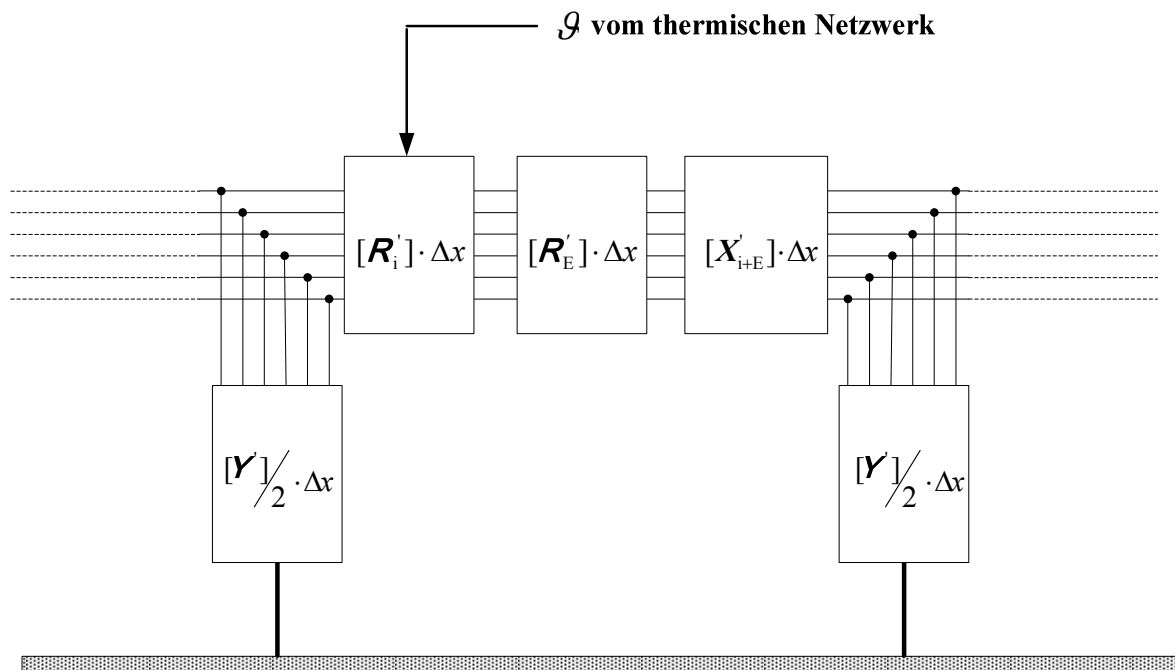


Abbildung 2.6: Längenbezogene Pi-Ersatzschaltbild des Mehrleitersystems mit Schnittstellen zum thermischen Netzwerk

2.3.1.3 Das elektrische Modul für elektromagnetisch transiente Vorgänge

Von Anfang an hat sich EMTP an Analysen von Transientvorgängen auf Leitungen orientiert. Nach fast 40-jähriger Weiterentwicklung entstand in den verschiedenen Versionen von EMTP eine Reihe von Leitungsmodellen, die in einigen Anwendungen teilweise erfolgreich, in anderen Anwendungen jedoch unzuverlässig oder ganz falsch simulieren. Generell ist die Berechnung der Transientvorgänge bei Kabeln erheblich schwieriger als bei Freileitungen, was in [35] begründet ist. Leider sind diese Einschränkungen der vorhandenen Leitungsmodelle generell nur wenigen EMTP-Experten, aber nicht den anwendenden Kabelingenieuren bekannt. In diesem Abschnitt werden die Anwendungsgrenzen der Leitungsmodelle in ATP-EMTP anhand der betrachteten 380 kV Kabelanlage untersucht. Eine fallweise Auswahl eines geeigneten Modells für eine bestimmte Anwendung wird abschließend angegeben.

Transientvorgänge auf Kabelsystemen lassen sich mathematisch sowohl im Frequenzbereich als auch im Zeitbereich beschreiben. Die Berechnung kann entweder

durch Pi-Ersatzschaltbild-Methode oder aber durch Wanderwellenverfahren vorgenommen werden. Wanderwellenverfahren im Zeitbereich, wie EMTP, können Schaltvorgänge und Nichtlinearitäten im Netz relativ einfach nachbilden. Deswegen dominiert dieses Verfahren die Berechnung von Transientvorgängen in elektrischen Energienetzen. Nachteilig bei den im Zeitbereich arbeitenden Wanderwellenverfahren ist die Schwierigkeit der Erfassung der Frequenzabhängigkeiten von Leitungsparametern, welche die Dämpfungen und Laufzeitverzerrungen von Wanderwellen erheblich beeinflussen können. Verschiedene Ansätze wurden daraufhin in EMTP zur Berücksichtigung der frequenzabhängigen Effekte auf Leitungen entwickelt [35]. Infolgedessen entstand eine Reihe von Leitungsmodellen in EMTP.

Die häufig verwendeten Leitungsmodelle für transiente Analysen sowie ihre zugehörigen Kataloge sind in der Abb. 2.7 dargestellt. Die dort mit * bezeichneten Modelle wie Universal-Modell und LMarti-Modell sind bislang noch nicht in ATP-EMTP implementiert. Um näher die Anwendungsgrenzen der vorhandenen Leitungsmodelle in ATP-EMTP eingehen zu können, soll zuerst die theoretische Erfassung der Wanderwellenvorgänge auf Kabelsystemen unter Berücksichtigung der frequenzabhängigen Leitungsdaten betrachtet werden.

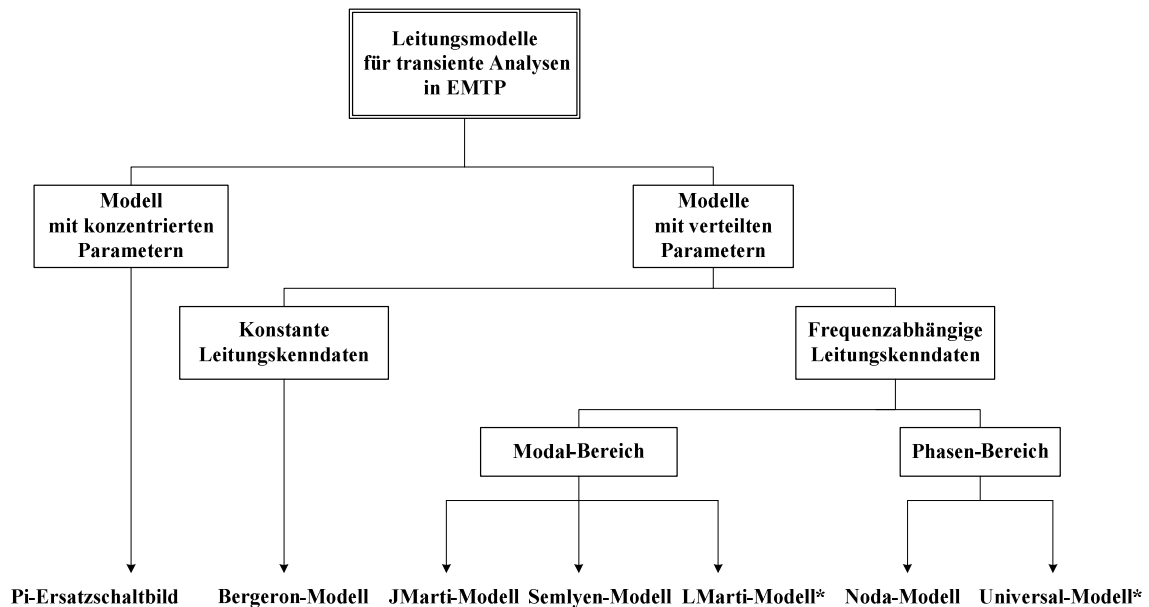


Abbildung 2.7: Die häufig verwendeten Leitungsmodelle in EMTP für transiente Analysen

2.3.1.3.1 Berechnung von Wanderwellenvorgängen auf Kabelsystemen

Nach der Leitungs- und Netzwerktheorie lassen sich die elektrischen Verhältnisse eines Drehstromkabel-Übertragungssystems mit Rückleitung über Erde durch ein Zweitornetzwerk im Frequenzbereich beschreiben (Abb. 2.8). Durch Trennung der Variablen für Strom und Spannung in den Gln. (2.1) und (2.2) erhält man die bekannten Telegraphengleichungen in Matrixform:

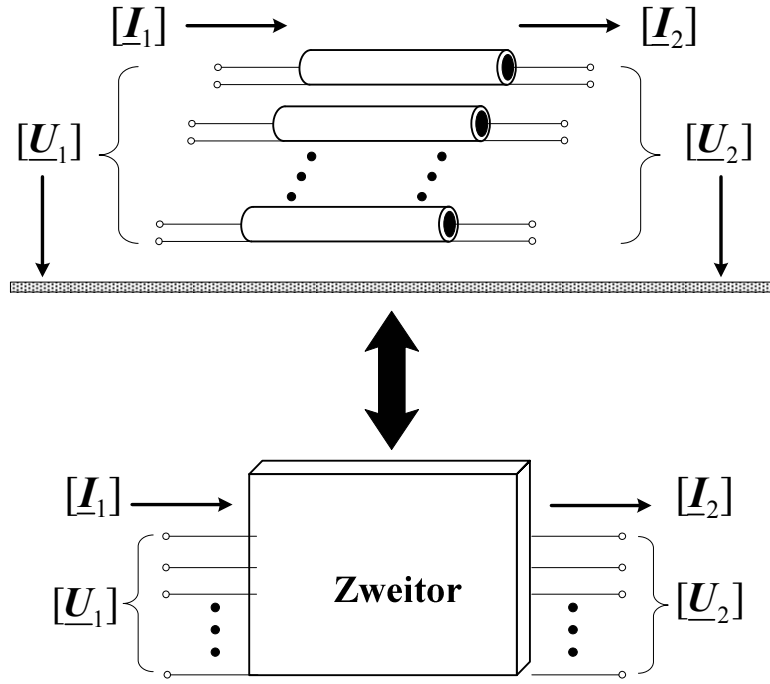


Abbildung 2.8 Zweitor-Darstellung eines Drehstromkabel-Übertragungssystem durch

$$\frac{d^2}{dx^2} [\underline{U}(x, \omega)] = [\underline{Z}'(\omega)] \cdot [\underline{Y}'(\omega)] \cdot [\underline{U}(x, \omega)] = [\underline{\Gamma}_u^2] \cdot [\underline{U}(x, \omega)] \quad (2.18)$$

$$\frac{d^2}{dx^2} [\underline{I}(x, \omega)] = [\underline{Y}'(\omega)] \cdot [\underline{Z}'(\omega)] \cdot [\underline{I}(x, \omega)] = [\underline{\Gamma}_i^2] \cdot [\underline{I}(x, \omega)] \quad (2.19)$$

mit der Matrix der Quadrate der Ausbreitungskonstanten von Spannungswanderwellen

$$[\underline{\Gamma}_u^2] = [\underline{Z}'(\omega)] \cdot [\underline{Y}'(\omega)] \quad (2.20)$$

und der Matrix der Quadrate der Ausbreitungskonstanten von Stromwanderwellen

$$[\underline{\Gamma}_i^2] = [\underline{Y}'(\omega)] \cdot [\underline{Z}'(\omega)] \quad (2.21)$$

Die allgemeine Lösung dieser Differentialgleichungen ist

$$[\underline{U}(x, \omega)] = [\underline{U}_V(x, \omega)] \cdot e^{-[\underline{\Gamma}_u] \cdot x} + [\underline{U}_R(x, \omega)] \cdot e^{[\underline{\Gamma}_u] \cdot x} \quad (2.22)$$

$$[\underline{I}(x, \omega)] = [\underline{Z}_w]^{-1} \cdot ([\underline{U}_V(x, \omega)] \cdot e^{-[\underline{\Gamma}_u] \cdot x} - [\underline{U}_R(x, \omega)] \cdot e^{[\underline{\Gamma}_u] \cdot x}) \quad (2.23)$$

Wobei $[\underline{U}_V(x, \omega)]$ und $[\underline{U}_R(x, \omega)]$ die Matrizen der vorwärts laufenden bzw. der rückwärts laufenden Spannungswanderwellen bedeuten. $[\underline{Z}_w]$ ist die Matrix der Wellenwiderstände:

$$[\underline{Z}_w] = [\underline{\Gamma}_u]^{-1} \cdot [\underline{Z}'(\omega)] \quad (2.24)$$

Für ein Übertragungssystem mit vorgegebenen elektrischen Größen am Anfang oder am Ende lassen sich $[\underline{U}_V(x, \omega)]$ und $[\underline{U}_R(x, \omega)]$ aus den Randbedingungen ermitteln, z.B. bei

Vorgabe der Werte an den Leitungsenden. Durch Einführung der hyperbolischen Funktionen ergibt sich:

$$[\underline{U}(x, \omega)] = [\underline{U}_2] \cdot \cosh([\underline{\Gamma}_u] \cdot (l - x)) + [\underline{Z}_w] \cdot [\underline{I}_2] \cdot \sinh([\underline{\Gamma}_u] \cdot (l - x)) \quad (2.25)$$

$$[\underline{I}(x, \omega)] = [\underline{Z}_w]^{-1} \cdot [\underline{U}_2] \cdot \sinh([\underline{\Gamma}_u] \cdot (l - x)) + [\underline{I}_2] \cdot \cosh([\underline{\Gamma}_u] \cdot (l - x)) \quad (2.26)$$

Für $x = 0$ erhält man die Zweitorgleichungen in Kettenform:

$$\begin{bmatrix} [\underline{U}_1] \\ [\underline{I}_1] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh([\underline{\Gamma}_u] \cdot l) & [\underline{Z}_w] \cdot \sinh([\underline{\Gamma}_u] \cdot l) \\ [\underline{Z}_w]^{-1} \cdot \sinh([\underline{\Gamma}_u] \cdot l) & \cosh([\underline{\Gamma}_u] \cdot l) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} [\underline{U}_2] \\ [\underline{I}_2] \end{bmatrix} \quad (2.27)$$

Aus Gl. (2.27) ist zu entnehmen, dass die Lösung der Leitungsgleichungen für homogene Mehrleitersysteme durch die gleichen Parameter wie bei einphasigen Leitungen, nämlich die Ausbreitungskoeffizienten und die Wellenwiderstände, gekennzeichnet wird. Jedoch handelt es sich in diesem Fall um matrizielle, verkoppelte Gleichungen, wobei die Matrix der Ausbreitungskoeffizienten und Wellenwiderstände im allgemein komplex, frequenzabhängig und voll besetzt sind. Als Beispiel sind die Amplituden der Matrixelemente in $[\underline{\Gamma}_u]$ und $[\underline{Z}_w]$ von der betrachteten 380-kV-VPE-Kabelanlage in Abb. 2.9 und Abb. 2.10 gezeichnet. Die Realteile von $[\underline{\Gamma}_u]$ entsprechen den Dämpfungen der laufenden Spannungswanderwellen. Es ist ersichtlich, dass die Elemente von beiden Matrizen stark frequenzabhängig sind.

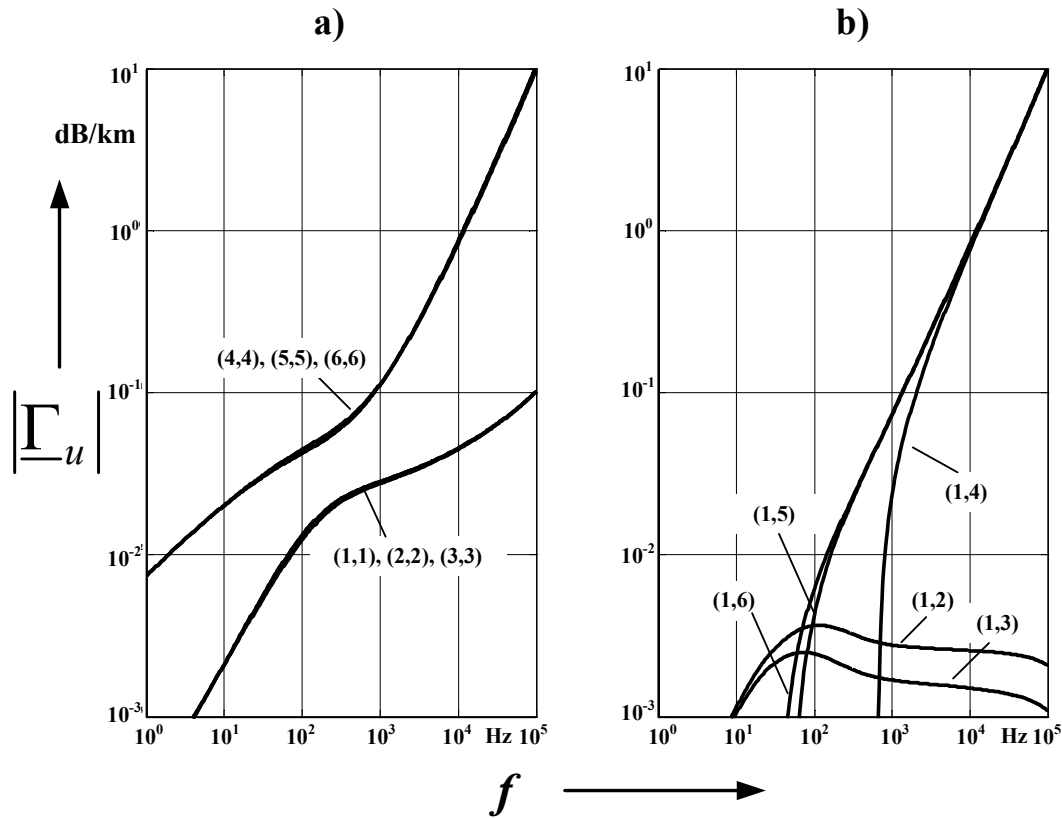


Abbildung 2.9: Die Realteile der Matrixelemente von Ausbreitungskonstanten $[\underline{\Gamma}_u]$
a) Diagonalelemente b) Ein Teil der nicht diagonalen Elemente

Zur Nachbildung dieser Frequenzabhängigkeit in EMTP müssen diese beiden komplexen voll besetzten Matrizen $[\underline{\Gamma}_u]$ und $[\underline{Z}_w]$ oder ihre äquivalenten Umformungen (z.B. statt Wellenwiderständen wird oft die Wellenadmittanz-Matrix $[\underline{Y}_w]$ in EMTP verwendet) durch Schaltungssynthese im Zeitbereich approximiert werden. Das im Phasen-Bereich arbeitende Noda-Modell [52] in ATP-EMTP kann zwar diese Aufgabe erfüllen, führt die Berechnungen jedoch in vielen Fällen, insbesondere wenn Kabelschirme in Betracht sind, zu numerischen Problemen. Das andere im Phasen-Bereich arbeitende Universal-Modell [53] wird momentan als das beste Leitungsmodell in EMTP angesehen. Die Synthese von $[\underline{\Gamma}_u]$ und $[\underline{Y}_w]$ kann durch Einführung des „Vector Fitting“ sehr erfolgreich geschafft werden. Das Modell ist geeignet zur Berechnung des physikalischen Phänomens über einen weiten Frequenzbereich sowohl für Freileitungen als auch für Kabel. Die Leistungsfähigkeit des Universal-Modells wurde auch durch Feldmessungen [54] verifiziert. Leider ist das Modell bislang noch nicht in ATP-EMTP implementiert.

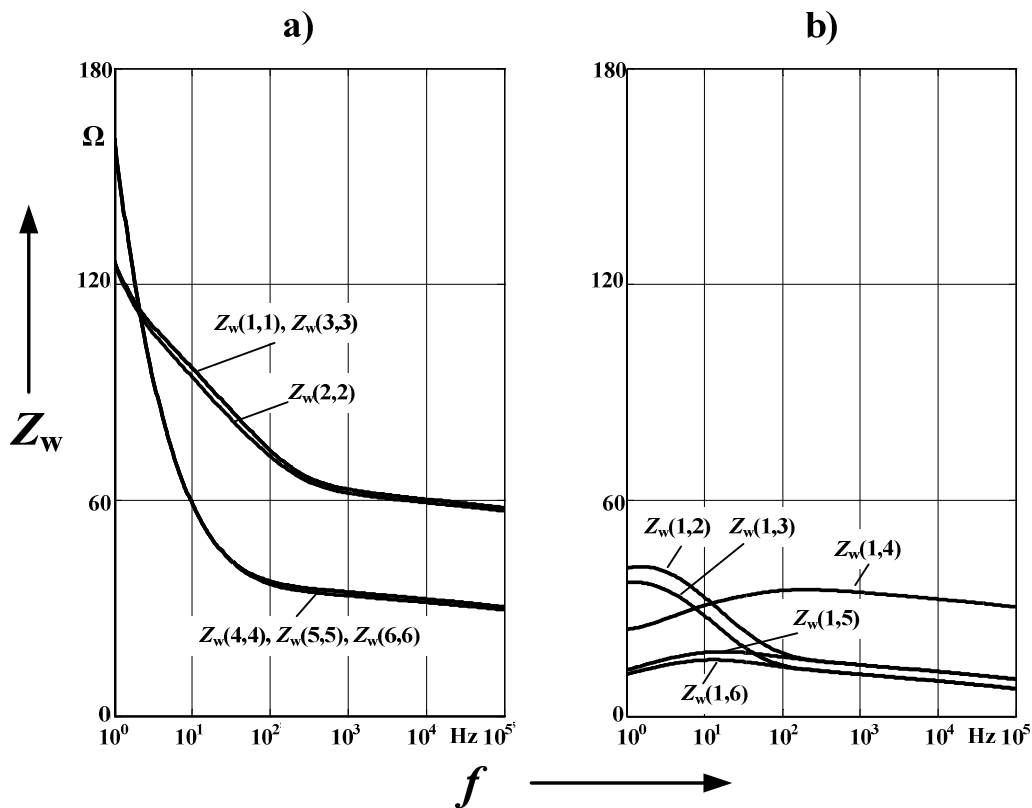


Abbildung 2.10: Die Amplitude der Matrixelemente von den Wellenwiderständen.
a) Diagonalelemente b) einige nicht diagonale Elemente

Zur Erleichterung der Berechnung der voll besetzten Matrizen in Gleichung (2.27) wird das Verfahren der Modaltransformation aus der Eigenwerttheorie verwendet [55]. Das Prinzip des Verfahrens besteht darin [56], die n verkoppelten matrixiellen Gleichungen, welche original im Phasenbereich formuliert sind, mittels einer Lineartransformation in den sog. Modalbereich zu transformieren, so dass die Matrix der Quadrate der Ausbreitungskoeffizienten auf Diagonalform gebracht werden kann. Die daraus erhaltenen n Differentialgleichungen der Modalgrößen sind voneinander unabhängig. Jede von ihnen beschreibt die Wellenausbreitung auf einer einphasigen „modalen“ Leitung. Die Berechnung der Leitungsgleichungen im Modalbereich wird dadurch wesentlich erleichtert. Die originalen Größen lassen sich dann durch eine Rücktransformation in den Phasenbereich erhalten. Die Vorgehensweise des Verfahrens wird in Abb. 2.11

schematisch dargestellt. Modaltransformation ist eine wichtige und fundamentale Methode zur Analyse der elektrischen Verhältnisse von Mehrleitersystemen. Ein grundlegendes Verständnis des Verfahrens ist äußerst wichtig, nicht nur zur Auflösung der Leitungsgleichungen (2.27) im Frequenzbereich, sondern auch zur Erkennung der Funktionsweisen bzw. Einschränkungen der bestehenden Leitungsmodelle für Kabelmodellierung in ATP-EMTP. Aus diesem Grund wird nachfolgend die Grundlage des Verfahrens erläutert.

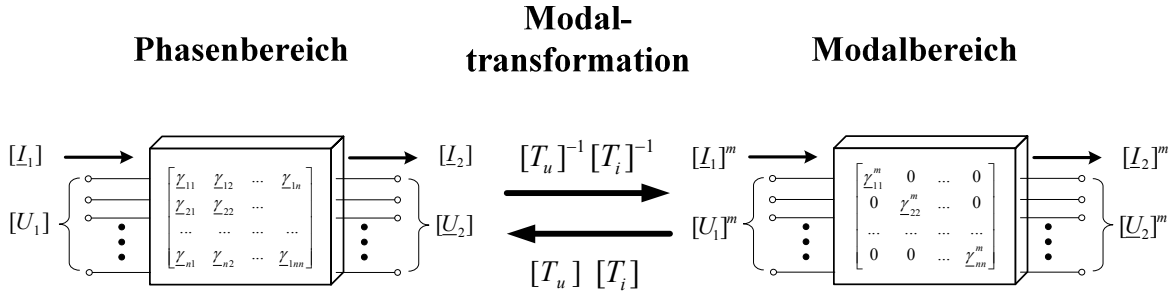


Abbildung 2.11: Schematische Darstellung der Modaltransformation

Durch Einführung der Modaltransformation sind die Spannungen und Ströme im Phasen- und Modalbereich über die Transformationsmatrizen $[T_u]$ und $[T_i]$ miteinander verknüpft, die im Allgemeinen für Kabelsystemen komplex und frequenzabhängig sind. Es gelten die Beziehungen

$$[\underline{U}(\omega, x)] = [\underline{T}_u(\omega)] \cdot [\underline{U}(\omega, x)]^m \text{ bzw. } [\underline{U}(\omega, x)]^m = [\underline{T}_u(\omega)]^{-1} \cdot [\underline{U}(\omega, x)] \quad (2.28)$$

und

$$[\underline{I}(\omega, x)] = [\underline{T}_i(\omega)] \cdot [\underline{I}(\omega, x)]^m \text{ bzw. } [\underline{I}(\omega, x)]^m = [\underline{T}_i(\omega)]^{-1} \cdot [\underline{I}(\omega, x)] \quad (2.29)$$

Transformiert man zuerst mit den Modalmatrizen für Strom und Spannung die Gln. (2.1) und (2.2), so ergeben sich:

$$\frac{d}{dx} [\underline{U}(x, \omega)]^m = [\underline{T}_u(\omega)]^{-1} \cdot [\underline{Z}'(\omega)] \cdot [\underline{T}_i(\omega)] \cdot [\underline{I}(x, \omega)]^m = [\underline{Z}'(\omega)]^m \cdot [\underline{I}(x, \omega)]^m \quad (2.30)$$

$$\frac{d}{dx} [\underline{I}(x, \omega)]^m = [\underline{T}_i(\omega)]^{-1} \cdot [\underline{Y}'(\omega)] \cdot [\underline{T}_u(\omega)] \cdot [\underline{U}(x, \omega)]^m = [\underline{Y}'(\omega)]^m \cdot [\underline{U}(x, \omega)]^m \quad (2.31)$$

Darin kann der Ausdruck $[\underline{Z}'(\omega)]^m$ als modale Längsimpedanzbelagsmatrix und $[\underline{Y}'(\omega)]^m$ als modale Admittanzbelagsmatrix interpretiert werden.

Durch Trennung der Variablen für die Spannungen in Gl. (2.30) erhält man die Telegraphengleichung der unverkoppelten modalen Komponentenleitungen:

$$\frac{d^2}{dx^2} [\underline{U}(x, \omega)]^m = [\underline{T}_u(\omega)]^{-1} \cdot [\underline{\Gamma}^2] \cdot [\underline{T}_u(\omega)] \cdot [\underline{U}(x, \omega)]^m = [\underline{\Gamma}^2]^m \cdot [\underline{U}(x, \omega)]^m \quad (2.32)$$

mit der Diagonalmatrix der Quadrate der modalen Ausbreitungskoeffizienten

$$[\underline{\Gamma}^2]^m = \begin{bmatrix} \underline{\gamma}_1^2 & 0 & \dots & 0 \\ \dots & \underline{\gamma}_2^2 & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & 0 & \underline{\gamma}_n^2 \end{bmatrix} \quad (2.33)$$

Die Diagonalelemente in $[\underline{\Gamma}^2]^m$ sind die komplexen Eigenwerte $\underline{\gamma}_i^2$ der Matrix $[\underline{\Gamma}_u^2]$. Obwohl $[\underline{\Gamma}_u^2]$ und $[\underline{\Gamma}_i^2]$ generell voneinander unterschiedlich sind, führen sie jedoch, wie in [55] nachgewiesen wurde, zu den gleichen Eigenwerten. Somit gilt:

$$\frac{d^2}{dx^2} [I(x, \omega)]^m = [\underline{T}_i(\omega)]^{-1} \cdot [\underline{\Gamma}_i^2] \cdot [\underline{T}_i(\omega)] \cdot [I(x, \omega)]^m = [\underline{\Gamma}^2]^m \cdot [I(x, \omega)]^m \quad (2.34)$$

Nach Diagonalisierung der Matrix $[\underline{\Gamma}_u^2]$ bzw. $[\underline{\Gamma}_i^2]$ zerfallen die n gekoppelten natürlichen Leitungsgleichungen in n voneinander unabhängige modale Leitungsgleichungen:

$$\frac{d^2}{dx^2} \underline{U}_i^m(x, \omega) = \underline{\gamma}_i^2 \cdot \underline{U}_i^m(x, \omega), \text{ mit } i = 1, \dots, n \quad (2.35)$$

die die Wellenvorgänge im Modalbereich beschreiben. Jede Modalkomponente wird durch einen modalen Ausbreitungskoeffizient

$$\underline{\gamma}_i = \alpha_i + j \cdot \beta_i \quad (2.36)$$

mit dem modalen Dämpfungskoeffizient α_i und dem modalen Phasenkoeffizient β_i sowie durch die modale Wellengeschwindigkeit

$$v_i = \frac{\omega}{\beta_i} \quad (2.37)$$

gekennzeichnet. Darüber hinaus kann jeder Modalkomponente auch ein modaler Wellenwiderstand zugeordnet werden. Die Matrix der komplexen modalen Wellenwiderstände lautet dann:

$$[\underline{Z}_{wi}(\omega)]^m = [\underline{\Gamma}]^{m-1} \cdot [\underline{Z}'(\omega)]^m = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{w1}^m(\omega) & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \underline{Z}_{w2}^m(\omega) & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & \dots & \underline{Z}_{wn}^m(\omega) \end{bmatrix} \quad (2.38)$$

Das elektrische Verhalten jeder modalen Komponentenleitung kann somit durch $\underline{\gamma}_i$ und \underline{Z}_{wi}^m in Analogie zur Einphasenleitung mathematisch erfasst werden. Es ist jedoch zu beachten, dass im Modalbereich nur die modalen Ausbreitungskoeffizienten, d.h. die Eigenwerte, eindeutig bestimmt werden, so dass eine physikalische Interpretation möglich ist. Die modalen Impedanzen, Admittanzen sowie Wellenwiderstände sind nicht eindeutig bestimmt und stellen daher nur rein mathematische Rechengrößen dar.

Nach Definition der Leitungsparameter im Modalbereich lassen sich nun die Frequenzcharakteristiken der modalen Kenngrößen der betrachteten 380-kV-VPE-Kabelanlage untersuchen. Anstelle einer vollen 6x6 Matrix, d.h. 36 Matrixelementen, im Phasen-Bereich werden die modalen Komponentenleitungen wesentlich vereinfacht durch sechs entkoppelte Modalelemente beschrieben. Abb. 2.12 zeigt die Dämpfungskoeffizienten der modalen Wellen als Funktionen der Frequenz, und Abb. 2.13 gibt die entsprechenden Fortpflanzungsgeschwindigkeiten an.

Abb. 2.12 und Abb. 2.13 geben ganz ähnliche Ergebnisse wie in [57], wo die Modaltheorie zum ersten Mal auf ein papierisoliertes Drehstromkabelsystem verwendet wurde. Anhand der Ergebnisse lassen sich die modalen Ausbreitungskonstanten physikalisch wie folgt interpretieren [56], [57]:

- Mode 1 beschreibt eine Welle, die sich zwischen einem Kabelmantel und der Erdrückleitung ausbildet. Wegen der Einflüsse des Erdreichs wird sich diese modale Welle gegenüber den anderen Komponenten am langsamsten fortpflanzen (15,3 km/ms bei 1 kHz) und auch am stärksten gedämpft (0,22 dB/km bei 1 kHz).
- Die Moden 2 und 3 kennzeichnen Wellen zwischen den Kabelmänteln. Mode 2 steht für eine Welle, die in die mittlere Kabelader eingespeist wird und gleichmäßig durch die beiden äußeren Kabeladern zurückläuft. Mode 3 beschreibt eine Welle zwischen den beiden äußeren Kabeladern. Die Geschwindigkeiten dieser beiden Wellen sind mit 50 km/ms und 41 km/ms bei 1 kHz und damit noch vergleichsweise klein sowie im Frequenzbereich über 200 Hz nur noch in geringem Maße von der Frequenz abhängig.
- Die Moden 4 bis 6 kennzeichnen Wellen, die sich coaxial in den Kabeladern, d.h. zwischen einem Kabelleiter und dem zugehörigen Kabelmantel ausbreiten. Ihre Geschwindigkeiten sind stark frequenzabhängig, streben jedoch mit zunehmender Frequenz einem Grenzwert von 197 km/ms zu der mit der Berechnung mit der bekannten Formel $v = \frac{c}{\sqrt{\varepsilon_r}}$ übereinstimmt, wobei c die Lichtgeschwindigkeit und ε_r die Permittivität der Isolierung des Kabels bedeuten.

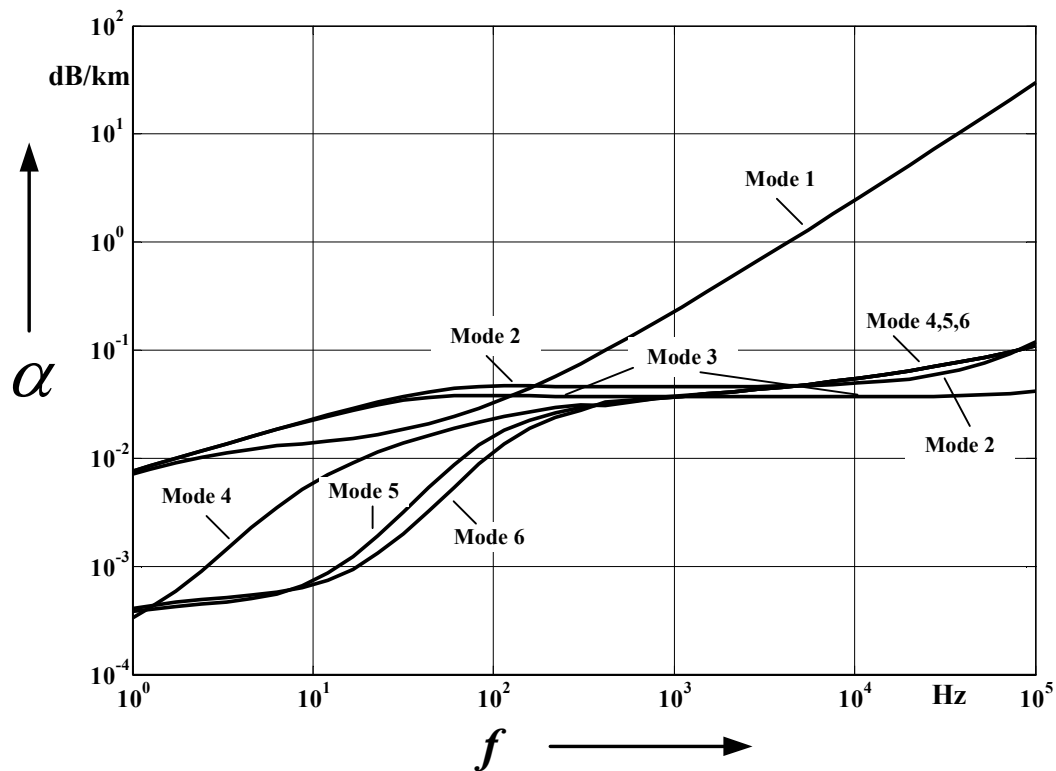


Abbildung 2.12: Modale Dämpfungskoeffizienten der betrachteten 380-VPE-Kabelanlage als Funktion der Frequenz

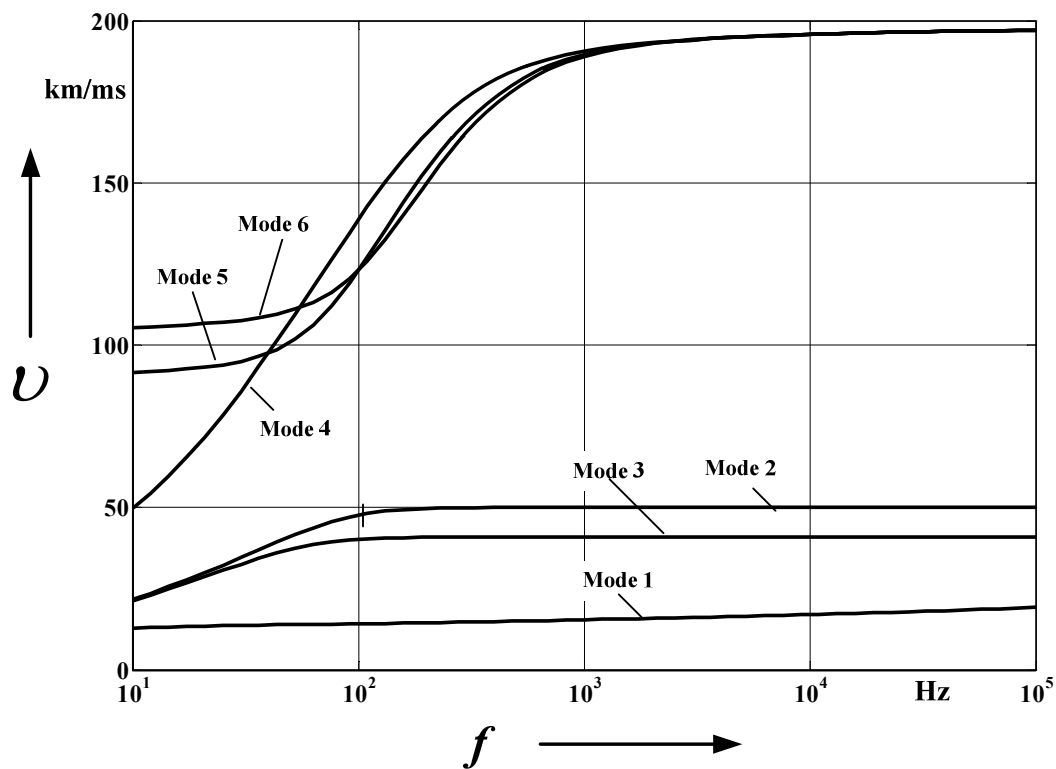


Abbildung 2.13: Frequenzcharakteristik der modalen Wellengeschwindigkeiten der betrachteten 380-kV-VPE-Kabelanlage

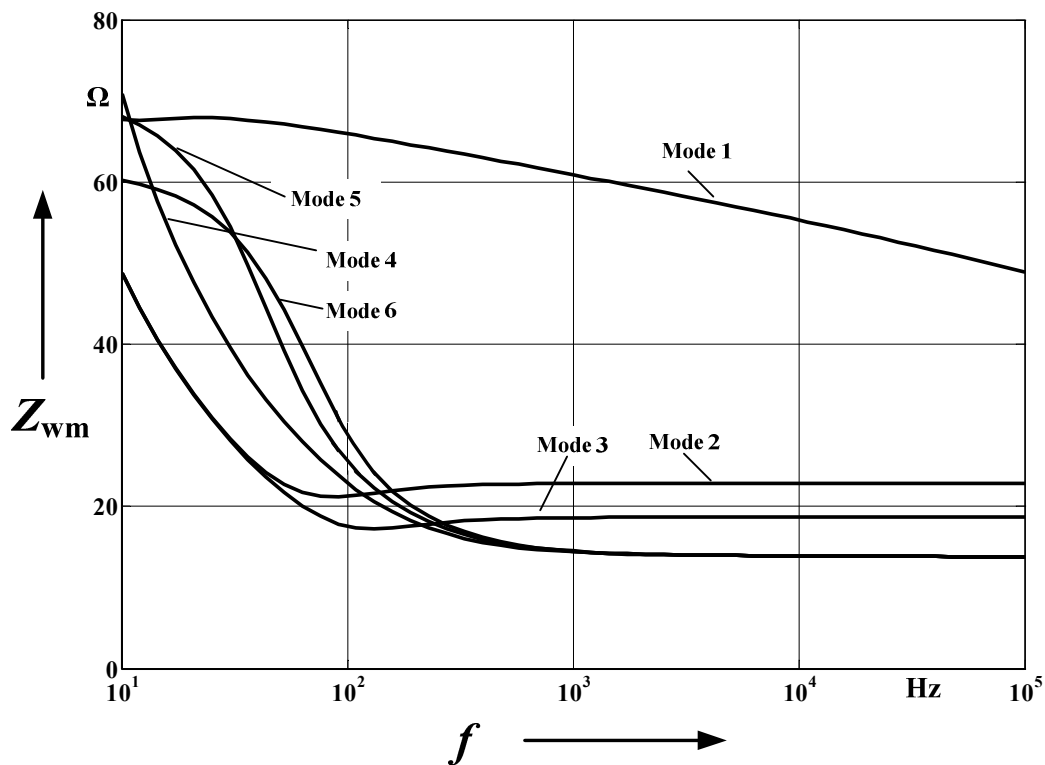


Abbildung 2.14: Frequenzcharakteristik der modalen Wellenwiderstände der betrachteten 380-kV-VPE-Kabelanlage

Obwohl die modalen Wellenwiderstände reine Rechengrößen darstellen, sind ihre Frequenzcharakteristiken dennoch wichtig zur Bestimmung der Verhältnisse zwischen Spannungswellen und Stromwellen im Modalbereich. Abb. 2.14 zeigt die Amplituden der modalen Wellenwiderstände als Funktionen der Frequenz.

Die Synthese der frequenzabhängigen einzelnen Elemente von $\underline{\gamma}_i$ und \underline{Z}_{wi}^m im Modalbereich ist wesentlich leichter als die Synthese der voll besetzten Matrix von $[\underline{\Gamma}_u]$ und $[\underline{Z}_w]$ im Phasen-Bereich. Bei der Approximation der modalen Ausbreitungskoeffizienten sowie Wellenadmittanzen im Frequenzbereich durch rationale Funktionen (das Jmari-Modell [58]) oder durch Exponentialfunktionen (das Semlyen-Modell [59]) können die frequenzabhängigen Effekte bei Freileitungen in EMTP in vielen Fällen sehr genau erfasst werden. Leider führen diese beiden Modelle bei Kabeln häufig zu unsicheren oder ganz falschen Ergebnissen. Der Grund liegt darin, dass bei Kabeln nicht nur die modalen Leitungskenngrößen wie $\underline{\gamma}_i$ und \underline{Z}_{wi}^m frequenzabhängig sind sondern besonders stark auch die Phasen-Modal-Transformationsmatrizen $[\underline{T}_u]$ und $[\underline{T}_i]$.

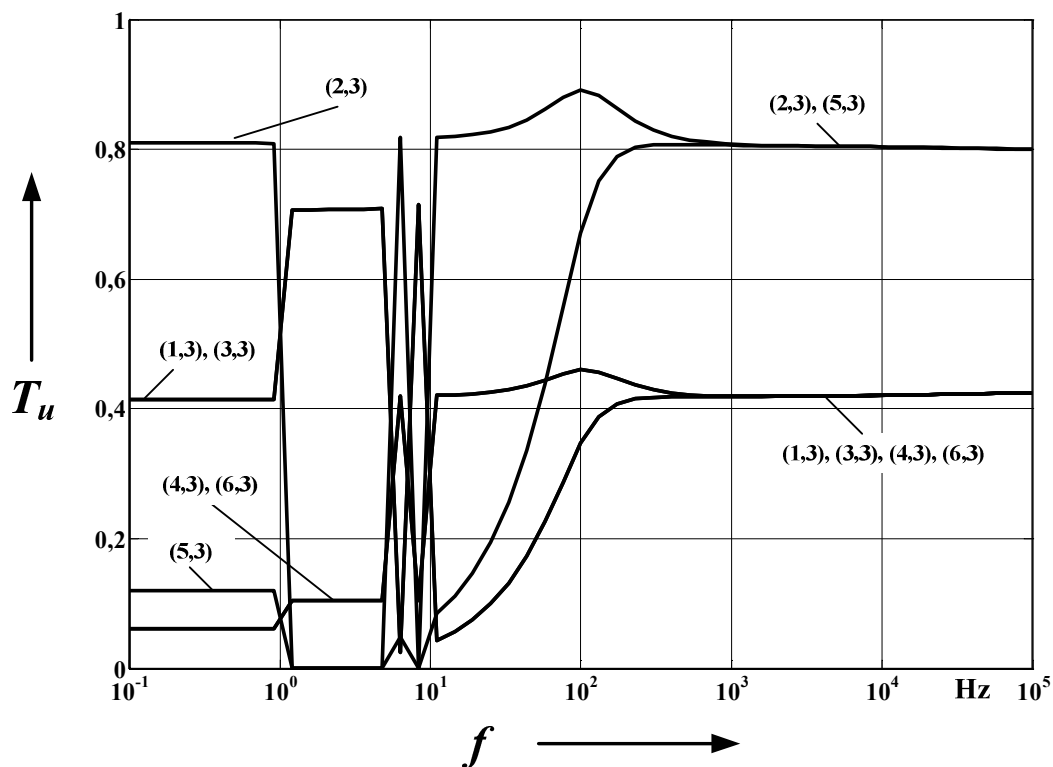


Abbildung 2.15: Amplitude des dritten Spaltes der Phasen-Modal-Transformationsmatrix als Funktion von Frequenz

Die in ATP-EMTP implementierten Leitungsmodelle wie das Jmari-Model, das Semlyen-Model sowie das Bergeron-Model gehen von einer konstanten Transformationsmatrix bei einer vorgegebenen Frequenz aus und vernachlässigen die frequenzabhängigen Effekte von $[\underline{T}_u]$ bzw. $[\underline{T}_i]$. Diese Annahme ist generell zutreffend bei Freileitungen, da $[\underline{T}_u]$ und $[\underline{T}_i]$ in diesem Fall meistens real und konstant sind. Bei Kabeln oder bei stark unsymmetrisch aufgebauten Leitungen sind $[\underline{T}_u]$ und $[\underline{T}_i]$ jedoch im allgemein komplex, voll besetzt, unsymmetrisch bzw. stark frequenzabhängig. Abb. 2.15 zeigt beispielsweise die Amplitude der dritten Spalte der Transformationsmatrix $[\underline{T}_u]$ der betrachteten 380-kV-VPE-Kabelanlage. Im Vergleich zu Abb. 2.12 – 2.14 kann man erkennen, dass die Elemente in den Transformationsmatrizen $[\underline{T}_u]$ oder $[\underline{T}_i]$, die in den Gln. (2.32) und (2.34) als Eigenvektoren ermittelt sind, eine stark instabile Frequenzabhängigkeit aufweisen. Eine Synthese der sprunghafigen Effekte ist sehr schwierig. Das Problem wurde von L. Marti in [60] ausführlich analysiert; dort wurde auch eine wirkungsvolle Methode zur Synthese der frequenzabhängigen Transformationsmatrix vorgeschlagen. Das von ihm entwickelte sogenannte L.Marti-Kabelmodell kann deswegen alle frequenzabhängigen Aspekte bei Kabeln berücksichtigen. Leider ist dieses Modell nicht in ATP-EMTP implementiert.

Als Fazit der bisherigen Analysen lassen sich die Einschränkungen der Leitungsmodelle in ATP-EMTP für Kabelmodellierung wie folgt zusammenfassen:

- Die im Modal-Bereich arbeitenden frequenzabhängigen Leitungsmodelle in ATP-EMTP wie JMarti-Modell und Semlyen-Model vernachlässigen die starke Frequenzabhängigkeit der Modal-Phasen-Transformationsmatrizen,

- Das im Phasen-Bereich arbeitende frequenzabhängige Noda-Modell kann zwar die Modal-Phasen-Transformation vermeiden, führt jedoch häufig zu numerischen Problemen,
- Das auch im Modal-Bereich arbeitende Begeron-Modell geht von konstanten Leitungsparametern aus. Die Modal-Phasen-Transformationsmatrix wird als real und konstant angenommen. Außerdem kann die Dämpfung in diesem Modell nicht direkt als verteilt nachgebildet werden [35].
- Das Pi-Modell arbeitet auch direkt im Phasen-Bereich, geht aber von konstanten sowie konzentrierten Leitungsparameter aus.
- Das theoretisch für die Kabelmodellierung geeignete Universal-Modell und das L.Marti-Modell sind nicht in ATP-EMTP implementiert.

Trotzdem muss festgestellt werden, dass alle Leitungsmodelle im Zeitbereich bzw. in EMTP die Frequenzabhängigkeit der Wanderwellenvorgänge nur annähernd nachbilden können. Um die Anwendungsgrenzen der Leitungsmodelle in ATP-EMTP aufzuzeigen, muss die exakte Auflösung der Wellengleichungen bekannt werden.

Eine theoretisch exakte Berechnung der Transientvorgänge auf Kabelsystemen kann durch Wanderwellenverfahren im Frequenzbereich vorgenommen werden [56], [57]. Vorteilhaft bei diesem Verfahren ist die exakte bzw. automatische Erfassung der Frequenzabhängigkeit der Leitungskenndaten. Weiterer Vorteil ist, dass die Berechnung der Wanderwellenvorgänge wesentlich leichter im Frequenzbereich durchgeführt werden kann, da die partiellen Differentialgleichungen durch die Transformation aus dem Zeitbereich in den Frequenzbereich in gewöhnliche Differentialgleichungen überführt werden. Ein Nachteil bei diesem Verfahren ist die relativ aufwendige Bestimmung des Fourier'schen Umkehrintegrals. Dennoch sind die Funktionsfähigkeit sowie die numerische Stabilität des Fourier'schen Umkehrintegrals durch Einführung der numerischen Laplace-Transformation [61], [62], [63] wesentlich verbessert. Die vom Wanderwellenverfahren im Frequenzbereich berechneten Ergebnisse werden daher häufig als Referenz zur Beurteilung der Leistungsfähigkeit der Leitungsmodelle im Zeitbereich verwendet [64]. Es wird im Folgenden ein Überblick über das Verfahren gegeben.

Nach der Definitionen der Leitungskenndaten im Modalbereich lässt sich die allgemeine Lösung der Leitungsgleichungen für jede Modalkomponente i in Kettenform angeben.

$$\begin{pmatrix} \underline{U}_{1i}^m(\omega) \\ \underline{I}_{1i}^m(\omega) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cosh(\underline{\gamma}_i \cdot l) & \underline{Z}_{wi}^m \cdot \sinh(\underline{\gamma}_i \cdot l) \\ \underline{Z}_{wi}^{m-1} \sinh(\underline{\gamma}_i \cdot l) & \cosh(\underline{\gamma}_i \cdot l) \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_{2i}^m(\omega) \\ \underline{I}_{2i}^m(\omega) \end{pmatrix} \quad (2.39)$$

Durch die Rücktransformation in den Phasenbereich lässt sich die originale Zweitorgleichung (2.27) wie folgt durch Modalgrößen darstellen:

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{I}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [\underline{T}_u(\omega)] \cdot \cosh([\underline{\Gamma}] \cdot l) \cdot [\underline{T}_u(\omega)]^{-1} & [\underline{T}_u(\omega)] \cdot [\underline{Z}_w^m] \cdot \sinh([\underline{\Gamma}] \cdot l) \cdot [\underline{T}_i(\omega)]^{-1} \\ [\underline{T}_i(\omega)] \cdot [\underline{Z}_w^m]^{-1} \cdot \sinh([\underline{\Gamma}] \cdot l) \cdot [\underline{T}_u(\omega)]^{-1} & [\underline{T}_i(\omega)] \cdot \cosh([\underline{\Gamma}] \cdot l) \cdot [\underline{T}_i(\omega)]^{-1} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_2 \\ \underline{I}_2 \end{bmatrix} \quad (2.40)$$

Durch Zusammenschalten der Zweitore von Leitungen und anderen Betriebsmitteln kann ein elektrisches Netzwerk nachgebildet werden. Für jede Frequenz lassen sich dann die elektrischen Verhältnisse nach Gl. (2.40) unter Berücksichtigung der frequenzabhängigen Parameter eindeutig ermitteln.

Alle bis hier gegebenen Gleichungen sind zwar für den stationären Fall abgeleitet worden, lassen sich aber durch Anwendung der Laplace-Rücktransformation auf den transienten Fall im Zeitbereich übertragen [65]:

$$[u(t)] = \frac{1}{2\pi \cdot j} \int_{c-j\infty}^{c+j\infty} [\underline{U}(s)] \cdot e^{st} \cdot ds \quad (2.41)$$

Die numerische Auswertung der Laplace-Rücktransformation wird in [65] ausführlich behandelt, wo auch ein Matlab-Program zur Durchführung der Gl. (2.41) gegeben ist.

Bis hierhin wurden die theoretischen Einschränkungen der Leitungsmodelle in ATP-EMTP sowie die theoretische exakte Berechnung der transienten Wanderwellenvorgänge auf Kabelsystemen vorgestellt. Die Frage, inwieweit die theoretischen Einschränkungen der Leitungsmodelle in ATP-EMTP die praktischen Anwendungen begrenzen können, soll im nächsten Unterkapitel untersucht werden.

2.3.1.3.2 Anwendungsgrenzen der Leitungsmodelle in ATP-EMTP

Die obigen Überlegungen zu den theoretischen Einschränkungen der vorhandenen Leitungsmodelle in ATP scheinen zunächst nicht sehr vielversprechend für Kabelingenieure zu sein, transiente Berechnungen von Kabelsystemen mit dem System ATP-EMTP durchzuführen. Dies stellt sich jedoch bezüglich technischer Anwendungen in der Praxis wesentlich günstiger dar. Es wird im Folgenden anhand dreier praxisorientierter Beispiele illustriert, dass die Leitungsmodelle in ATP bei vielen wichtigen technischen Untersuchungen hinreichend genau sind. Die Berechnungen werden durch die oben beschriebene exakte Frequenzbereichsmethode und drei häufig verwendete Leitungsmodelle, das Pi-Modell, das Bergeron-Modell und das Jmarti-Modell in ATP-EMTP, jeweils vorgenommen. Durch Vergleich der Ergebnisse lässt sich eine Schlussfolgerung zur Auswahl des besten Modells für elektromagnetische transiente Untersuchungen ziehen.

a) Einschalten einer leerlaufenden 380-kV-VPE-Kabelanlage

Eine der wichtigsten transienten Berechnungen bei Kabelsystemen ist die Bestimmung der maximalen Überspannungen bei Einschaltvorgängen. Als Beispiel soll das Einschalten der betrachteten 380-kV-Kabelanlage mit einseitig geerdeten Mänteln dienen. Die Kabellänge beträgt 3 km, was der derzeit maximalen Lieferlänge in dieser Spannungsebene entspricht [19]. Die zu untersuchende Schaltung ist in Abb. 2.16 gezeichnet. Das Kabelsystem in Abb. 2.4 wird an ein 380-kV-Netz mit folgenden Kenndaten angeschlossen:

- Starr geerdeter Sternpunkt mit einem Erdungswiderstand von 0,1 Ω ,
- Der maximale dreipolige Kurzschlussstrom I''_{k-3} : 63 kA,
- Der maximale einpolige Kurzschlussstrom I''_{k-1} : 50 kA für 0,5 s,
- R/X im Mitsystem: 0,1 und im Nullsystem: 0,1,

- Zum Zeitpunkt $t = 0$ ms wird der Leistungsschalter für alle drei Pole gleichzeitig geschaltet.

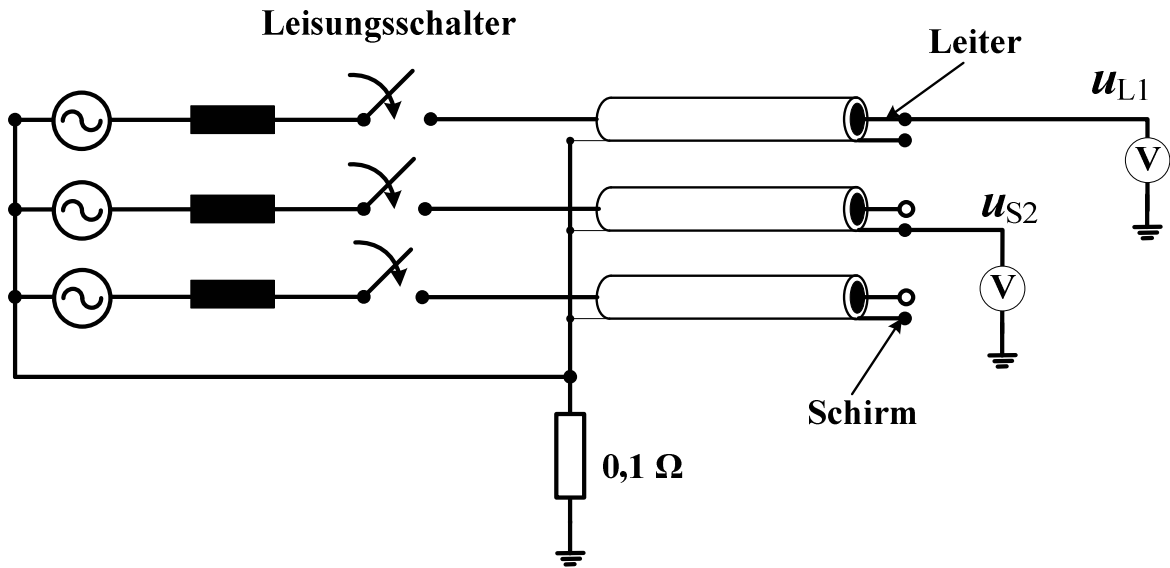


Abbildung 2.16: Ersatzschaltbild zur Berechnung der Einschaltüberspannungen

Die Leitungsparameter des Pi-Modells werden bei der Betriebsfrequenz 50 Hz berechnet. Für das Bergeron-Modell werden alle modalen Kenngrößen sowie der Modal-Phasen-Transformationsmatrix bei einer Frequenz nach Gl. (2.42) für die dominierende Koaxial-Mode ermittelt [35]:

$$f = \frac{v_{\text{koaxial-mode}}}{4 \cdot l} = \frac{197}{4 \cdot 3000} \cdot \frac{\text{km/ms}}{\text{m}} = 16,417 \text{ kHz} \quad (2.42)$$

$v_{\text{koaxial-mode}}$ ist die Geschwindigkeit der koaxialen Wanderwelle zwischen Leiter und Schirm und sie beträgt, wie in Abb. 2.13 gezeigt, 197 km/ms. Für das Jmarti-Modell wird die Standardeinstellung verwendet. Zum Zweck des Vergleichs werden die Leiter-Erde-Spannung der Phase L1 und die Schirmspannung der Phase L2 am Kabelende berechnet.

Die Berechnung wird zuerst im Frequenzbereich durchgeführt, um die Anwendungsgrenzen der Leitungsmodelle in ATP aufzuzeigen. Abb. 2.17 und Abb. 2.18 zeigen die Frequenzgänge der Amplituden von Leiterspannung U_{L1} und Schirmspannung U_{S2} .

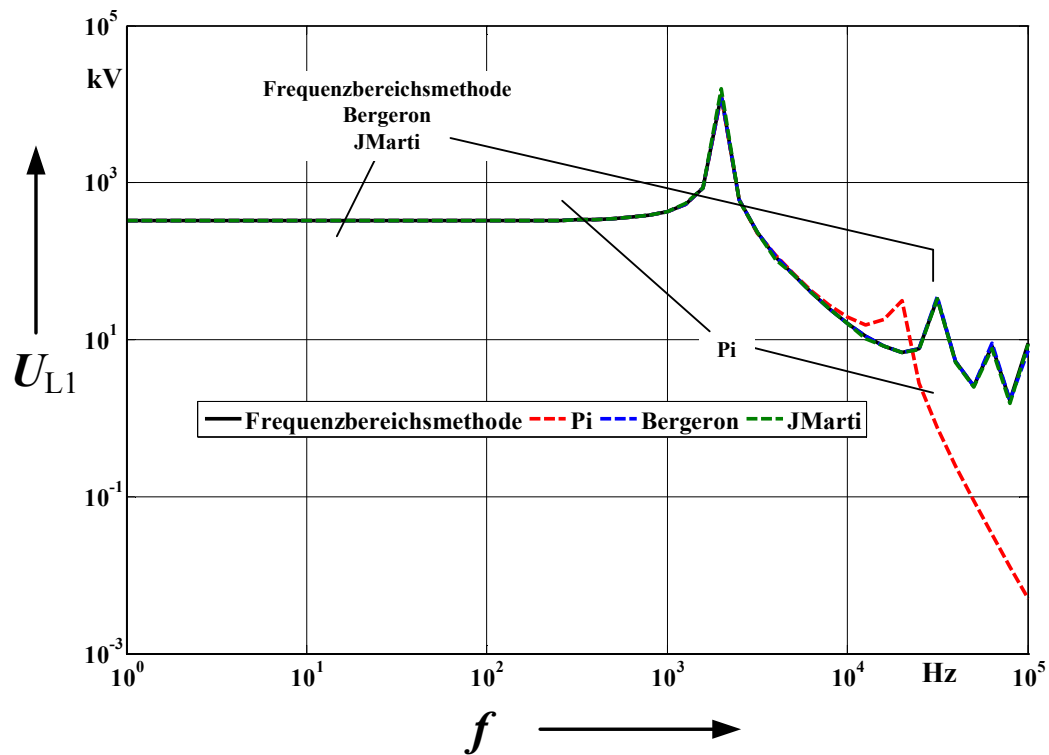


Abbildung 2.17: Amplituden-Frequenzgang der Leiterspannung U_{L1} .

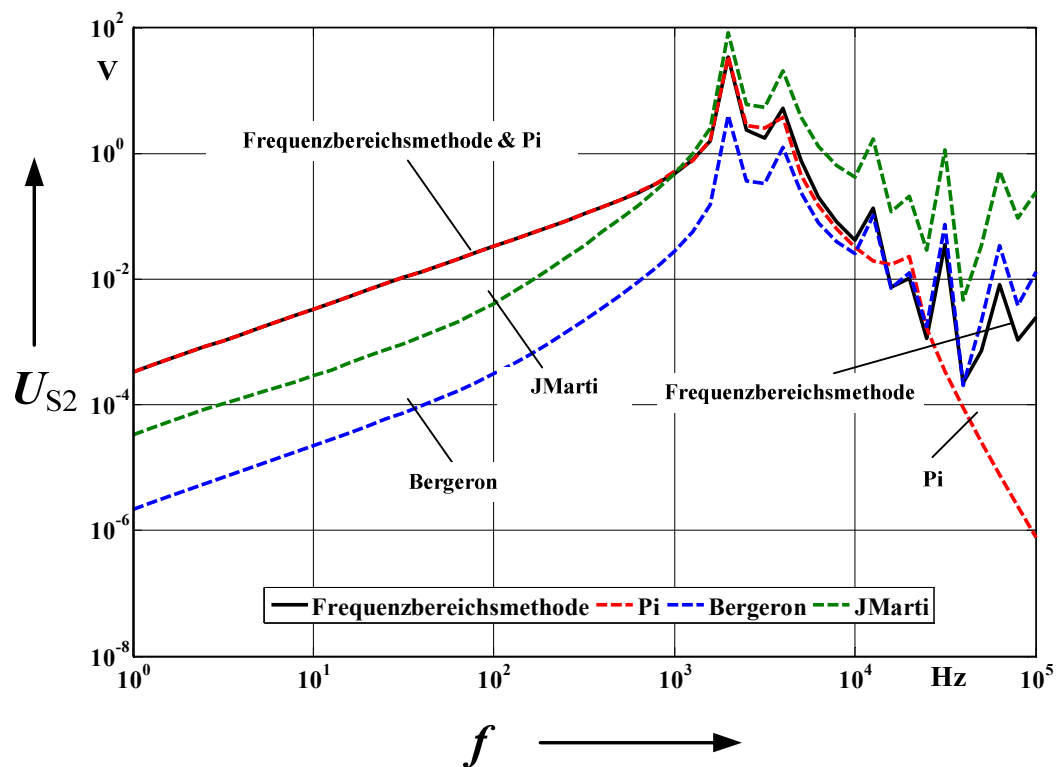


Abbildung 2.18: Amplituden-Frequenzgang der Schirmspannung U_{S2} .

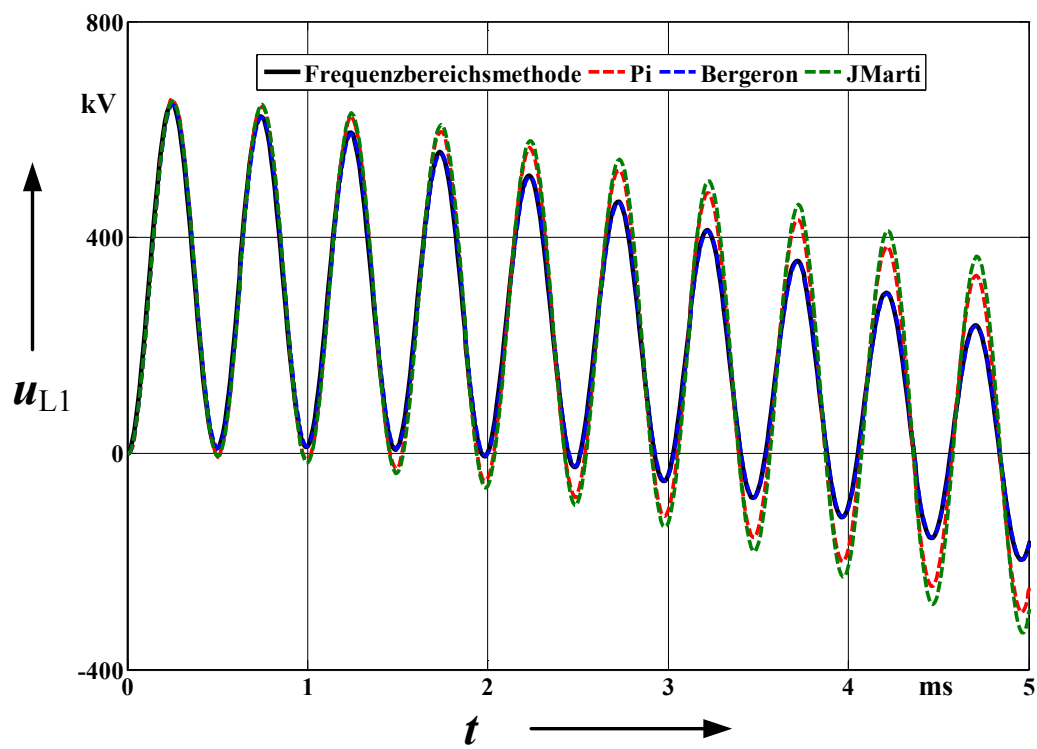
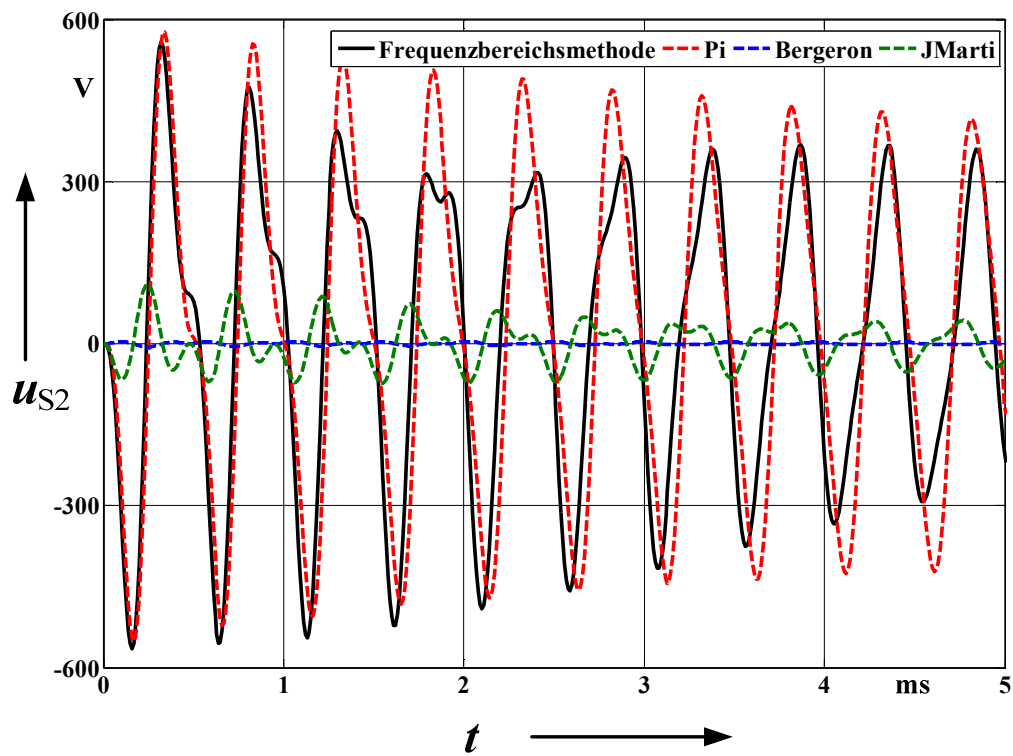
Aus Abb. 2. 17 und Abb. 2.18 erkennt man:

- Bei der Berechnung der Leiterspannungen stimmen das Bergeron-Modell und das JMarti-Modell in einem ganzen breiten Frequenzbereich mit der exakten Frequenzbereichsmethode überein. Das Ergebnis des Pi-Modells weicht von dem Ergebnis der exakten Methode bis zu 3 kHz nur ganz geringer ab, zeigt jedoch zunehmende und große Abweichungen ab 10 kHz.
- Bei der Berechnung der Schirmspannungen unterscheiden sich das Bergeron-Modell und das JMarti-Modell von der exakten Frequenzbereichsmethode erheblich. Der Grund dafür, wie bereits erläutert, liegt bei der Annahme einer konstanten und realen Phasen-Modal-Transformationsmatrix. Das Pi-Modell zeigt jedoch überraschenderweise eine sehr gute Übereinstimmung mit der exakten Methode bis zu 2,5 kHz.

Aus diesen Frequenzcharakteristiken der Leiterspannungen und Schirmspannungen lässt sich erkennen, dass die Leitungsmodelle in ATP-EMTP mit verteilten Parametern, wie das Bergeron-Modell und das JMarti-Modell, zuverlässig zur Berechnung der Einschaltüberspannungen von Leitern in Kabeln verwendet werden können. Sie führen jedoch zu falschen Ergebnissen bei der Berechnung von Schirmspannungen. Das Pi-Modell ist zwar unzuverlässig im höheren Frequenzbereich jedoch geeignet zur Berechnung der Überspannungen sowohl für Leiter als auch für Schirme, falls die Frequenzen kleiner als 2,5 kHz sind. Diese Schlussfolgerungen werden im Folgenden durch Berechnungen im Zeitbereich nachgewiesen.

Für Berechnungen im Zeitbereich wird angenommen, dass der Leistungsschalter im Zeitpunkt von 0 ms für alle drei Pole gleichzeitig einschaltet. Die Ergebnisse der Frequenzbereichsmethode werden durch das numerische Laplace-Umkehrintegral im Zeitbereich transformiert. Die Ergebnisse werden in Abb. 2.19 für die Leiterspannung u_{L1} bzw. in Abb. 2.20 für die Schirmspannung u_{S2} dargestellt. Man erkennt:

- Bei der Bestimmung der maximalen Leiterspannungen geben alle drei Leitungsmodelle in ATP fast gleiche Ergebnisse wie die exakte Frequenzbereichsmethode. Wegen der dominierenden coaxialen Wanderwelle zwischen Leiter und Schirm zeigt das Bergeron-Modell sogar einen exakt übereinstimmenden zeitlichen Verlauf.
- Bei der Bestimmung der maximalen Schirmspannungen ergeben die drei Leitungsmodelle in ATP ganz unterschiedliche Ergebnisse. Wie bereits im Frequenzbereich analysiert, führen das Bergeron-Modell und das JMarti-Modell zu falschen Ergebnissen. Bezüglich der maximalen Schirmspannung zeigt das Pi-Modell jedoch nur geringe Abweichungen zur exakten Frequenzbereichsmethode.

Abbildung 2.19: Leiterspannungen u_{L1} im ZeitbereichAbbildung 2.20: Schirmspannungen u_{S2} im Zeitbereich

b) Schirmströme bei einem einpoligen Kurzschluss

Im ersten Beispiel wurden allein die Amplituden der Überspannungen betrachtet. Solche Untersuchungen sind bedeutsam vor allem für Überspannungsanalysen bzw. zur Isolationskoordination. Es gibt jedoch technische Untersuchungen von Kabelanlagen, in denen nicht nur die Amplituden, sondern auch die Phasenlagen eine wichtige Rolle spielen. Beispiele sind die Berechnung der Magnetfelder im stationären Betrieb sowie die Bestimmung der maximalen Kurzschlusskräfte im transienten Fall. Eine richtige Bestimmung der Phasenlagen von Strömen ist daher eine wichtige Voraussetzung für weitere Berechnungen in Magnetfeld-Modul und Kurzschluss-Modul.

Als zweites Beispiel soll ein einpoliger Kurzschluss in der betrachteten 380-kV-Kabelanlage dienen. Die zu untersuchende Schaltung ist in Abb. 2.21 gezeichnet, und die Netzkenndaten sind identisch wie im letzten Beispiel. Die Kabelmäntel sind in diesem Fall jedoch beidseitig geerdet, um die jeweiligen Summen von Leiterstrom und Schirmstrom aller drei Phasen zu beobachten, welche für die resultierenden elektromagnetischen Kräfte bestimmend sind.

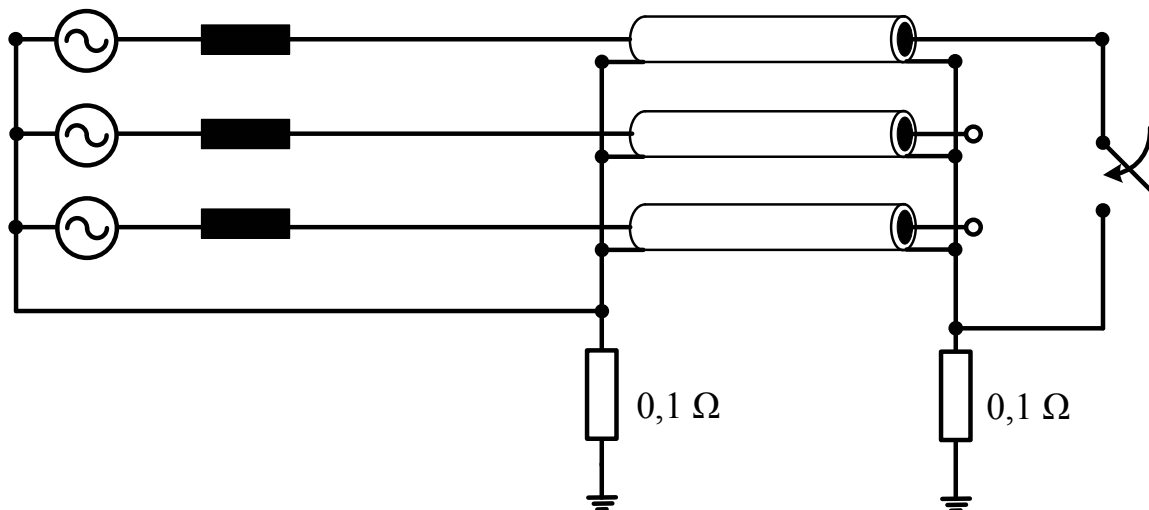
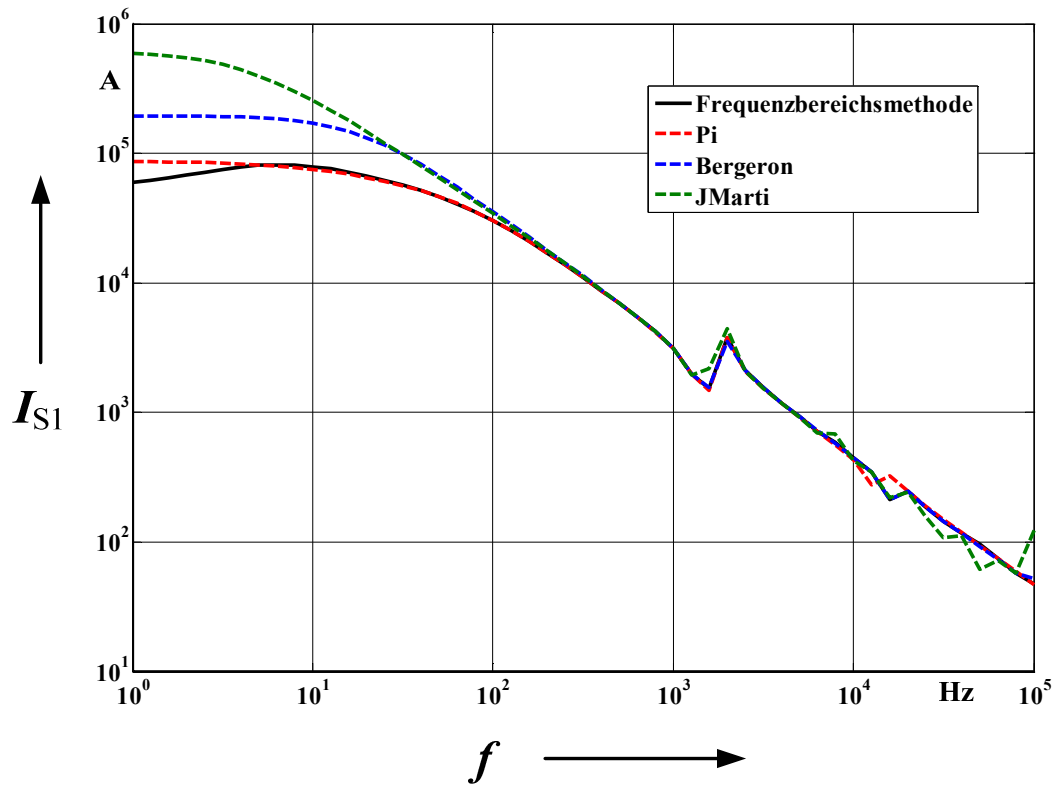
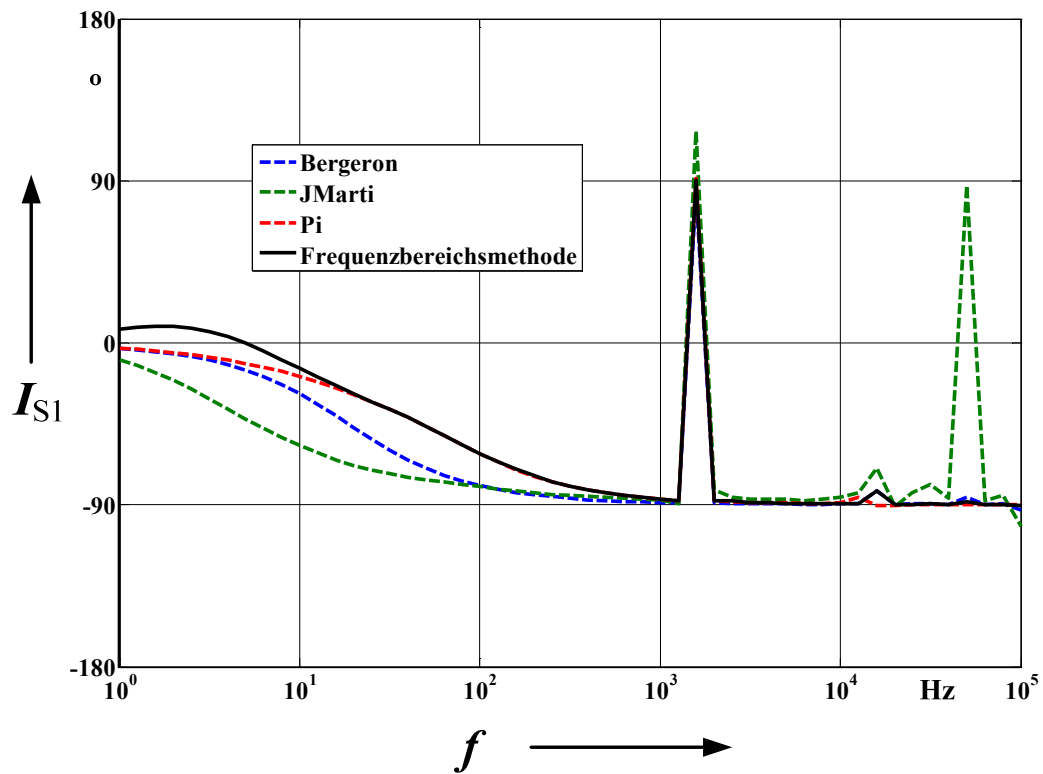


Abbildung 2.21: Ersatzschaltbild zur Berechnung der Fehlerströme bei einem einpoligen Kurzschluss

Die Berechnung wird ebenfalls zuerst im Frequenzbereich durchgeführt, um die Anwendungsgrenzen der Leitungsmodelle in ATP aufzuzeigen. Abb. 2.22 und Abb. 2.23 zeigen die Frequenzgänge der Amplituden bzw. der Phasenwinkel des Schirmstroms I_{s1} . Es ist wieder zu sehen, dass das Bergeron-Modell und das JMarti-Modell, vor allem im niedrigen Frequenzbereich, sowohl bei den Amplituden als auch bei den Phasenwinkeln große Abweichungen mit der exakten Frequenzbereichsmethode aufweisen. Das Pi-Modell zeigt ab 20 Hz jedoch eine gute Übereinstimmung mit der exakten Frequenzbereichsmethode. Die gute Leistungsfähigkeit des Pi-Modells wird durch die Berechnung im Zeitbereich nachgewiesen. Abb. 2.24 zeigt die Summen von Leiterstrom und Schirmstrom aller drei Phasen im Zeitbereich. Es ist ersichtlich, dass das Pi-Modell hinreichend zuverlässig für solche Untersuchungen im Drehstromnetz verwendet werden kann.

Abbildung 2.22: Amplituden-Frequenzgang des Kurzschlussstroms I_{S1} Abbildung 2.23: Phasenwinkel-Frequenzgang des Kurzschlussstroms I_{S1}

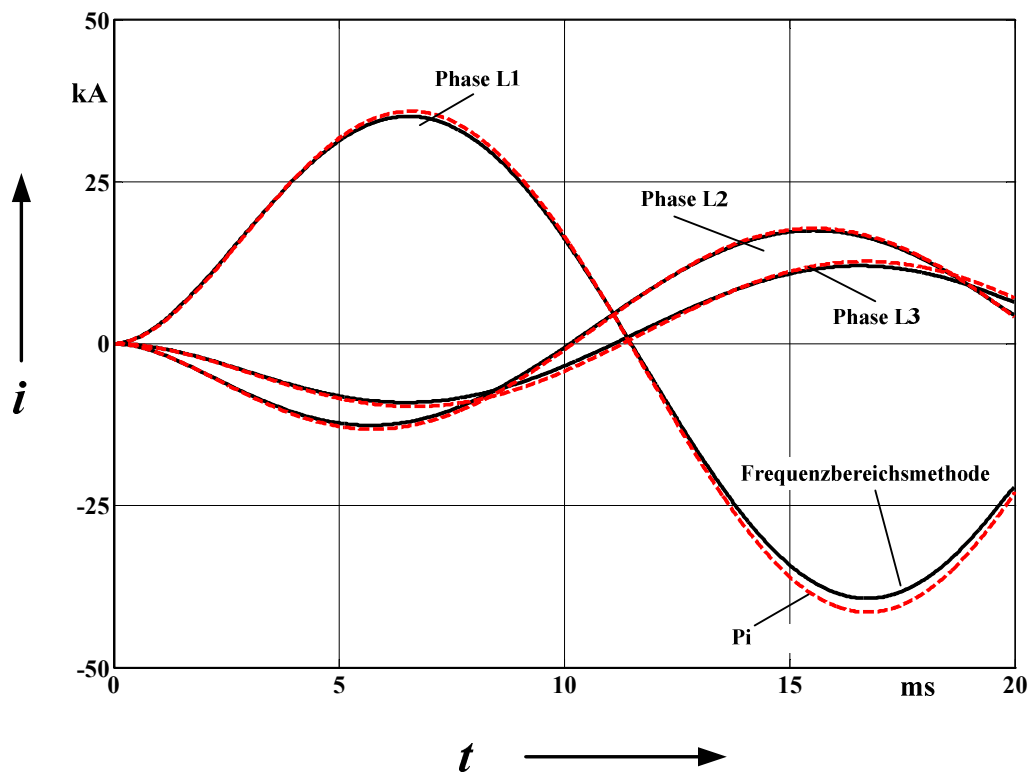


Abbildung 2.24: Summen von Leiterstrom und Schirmstrom aller drei Phasen infolge eines Kurzschlusses

c) Sprungantwort eines Einleiter-Seekabels

In den letzten beiden Beispielen wurde die Leistungsfähigkeit der Leitungsmodelle in ATP bei langsamen transienten Betriebsvorgängen im Drehstromnetz bei Schalthandlungen untersucht. Es wurde gezeigt, dass das Pi-Modell, trotz der begrenzten Frequenzcharakteristik, zuverlässig zur Berechnung der inneren zeitweiligen sowie langsam ansteigenden Ausgleichvorgänge auf Kabelsystemen verwendet werden kann. In diesem dritten Beispiel soll die Leistungsfähigkeit des Pi-Modells zur Berechnung der schnell ansteigenden Wanderwellenvorgänge auf lange Seekabel überprüft werden.

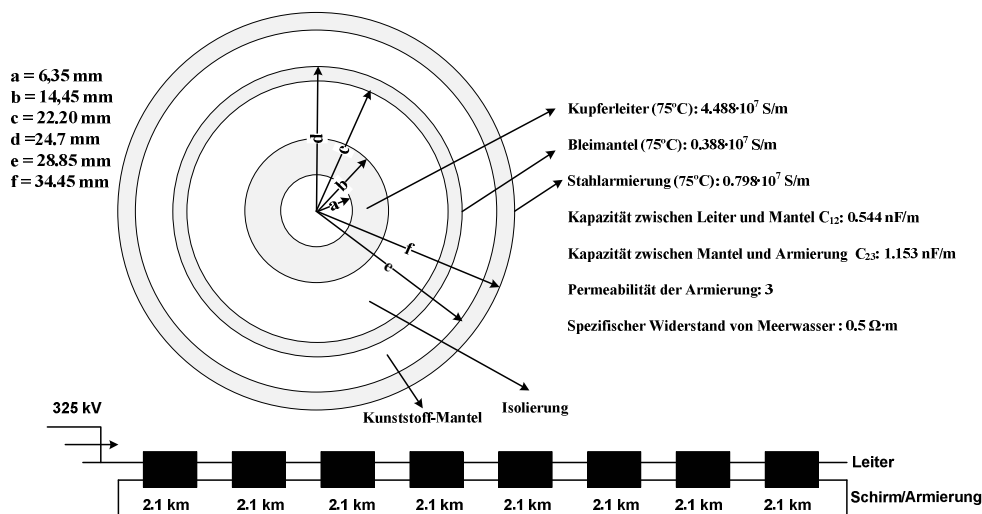


Abbildung 2.25: Rechenbeispiel aus [66]

In [66] wurden die transienten Überspannungen entlang eines 16,8 km langen einadrigen Seekabels analysiert. Die originalen Kabelaufbaukenndaten sowie die untersuchte Schaltung in [66] sind in Abb. 2.25 wieder gegeben. Das Rechenbeispiel soll hier zur Prüfung der Leistungsfähigkeit des Pi-Modells verwendet werden. Es wird angenommen, dass eine sprunghafte Spannungswelle mit 325 kV in den Leiter eindringt. Die Bleimäntel sind beidseitig geerdet und der Kunststoffmantel der Adern ist isolierend. Die Verteilung der transienten Leiterspannungen bzw. Mantelspannungen entlang der Kabellänge wird durch die exakte Frequenzbereichsmethode und das Pi-Modell in ATP-EMTP untersucht. Die Spannungswellen zwischen Leiter und Erde sowie zwischen Mantel und Armierung an den verschiedenen Orten des Kabels sind in Abb. 2.26 und 2.27 dargestellt. Man erkennt:

- Das Pi-Modell kann die Wanderwellenvorgänge nicht richtig nachbilden. Es gibt physikalisch nicht existente Verzerrungen bezüglich der Laufzeit und der Dämpfungen.
- Bezüglich der Amplitude der maximalen Überspannungen entlang der Kabel erbringt das Pi-Modell jedoch ähnliche Ergebnisse wie die exakte Frequenzbereichsmethode. Die Abweichungen der maximalen Spannungen betragen 6% bei der Leiterspannung und 2% bei der Mantelspannung. Für beide Fälle liegen die Ergebnisse des Pi-Modells auf der sicheren Seite.

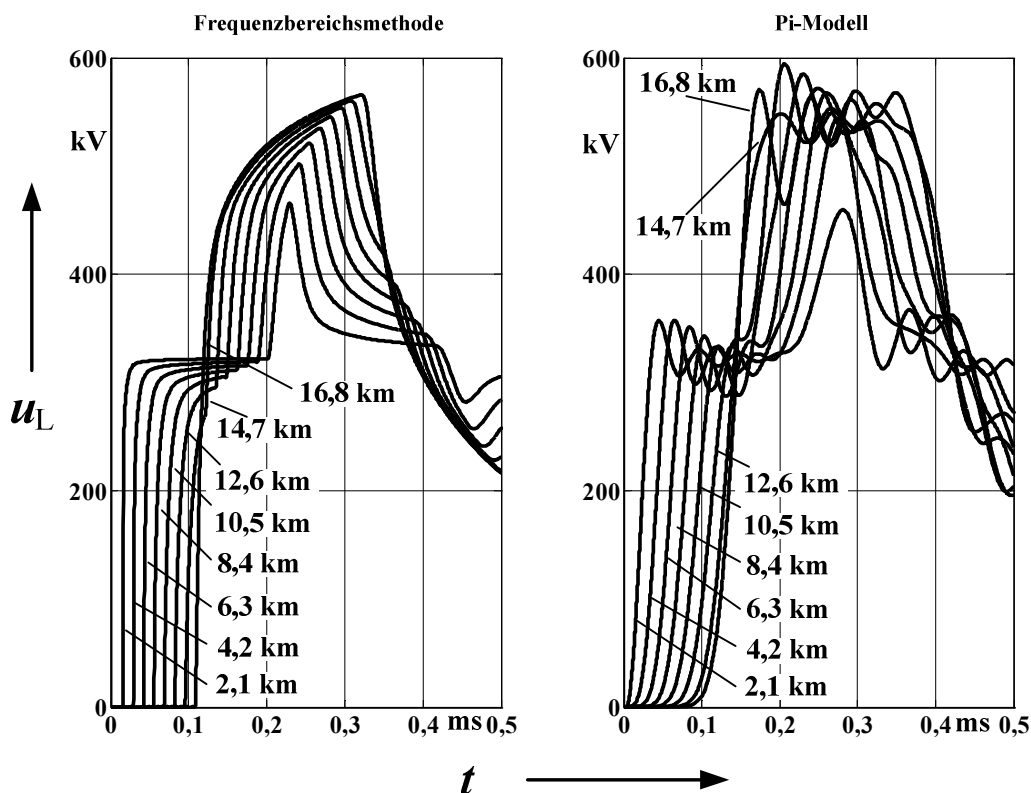


Abbildung 2.26: Verteilung der transienten Leiterspannungen entlang der Seekabel

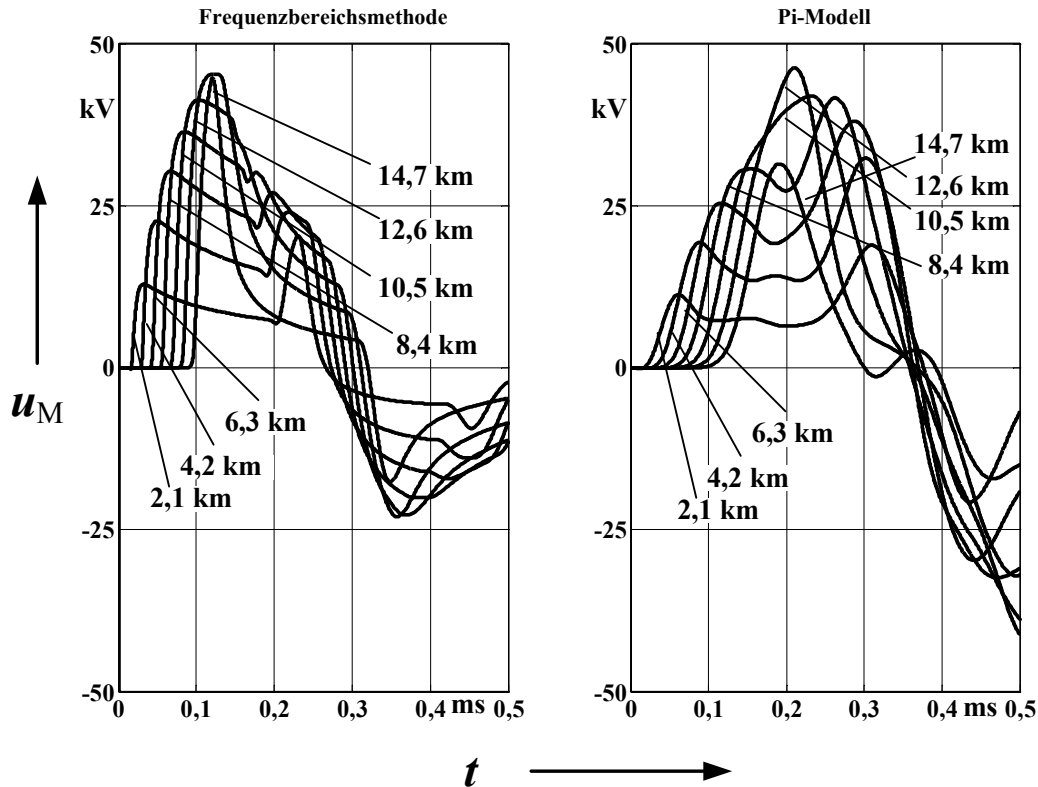


Abbildung 2.27: Verteilung der transienten Mantelspannungen entlang der Seekabel

Durch die im letzten Abschnitt erläuterte Theorie sowie die in diesem Abschnitt eingeführten drei Anwendungsbeispiele lassen sich einige Schlussfolgerungen zur Auswahl eines Leitungsmodells zur Untersuchung der elektromagnetischen Ausgleichvorgänge ziehen:

- Das Begeron-Modell und das JMarti-Modell können bei der Berechnung von Leiterspannungen und –strömen in vielen Fällen sehr genaue Ergebnisse geben. Sie sind jedoch generell nicht geeignet zur Berechnung von Schirmspannungen und –strömen. Die Leistungsfähigkeit der beiden Modelle wird auch durch die Verlegeanordnung sowie den Kabelaufbau beeinflusst. Starke Unsymmetrie ergeben eine komplexe und frequenzabhängige Phasen-Modal-Transformationsmatrix, die zu unzuverlässigen oder falschen Ergebnissen führen kann.
- Das Pi-Modell zeigt eine überraschend gute Leistung bei der Berechnung von zeitweiligen sowie langsam ansteigenden Ausgleichvorgängen. Trotz eines begrenzten Frequenzbands stimmt die Frequenzcharakteristik des Pi-Modells bei solchen Anwendungen mit dem exakten Modell fast überein. Zur Vermeidung der Phasen-Modal-Transformation kann das Pi-Modell unabhängig von der Verlegeanordnung sowie des Kabelaufbaus zuverlässige und stabile Ergebnisse liefern. Bei schnell ansteigenden Wanderwellen führt das Pi-Modell allerdings zu verzerrten Kennlinienverläufen. Dieser Nachteil ist jedoch durch folgende zwei Überlegungen nicht immer ausschlaggebend:
 - Bei Überspannungsanalysen bzw. der Isolationskoordination von Kabelsystemen sind meistens nur die maximalen Amplituden von

Bedeutung. Das Pi-Modell gibt generell akzeptierbare Ergebnisse auf der sicheren Seite.

- Selbst die Ergebnisse der theoretisch exakten Frequenzbereichsmethode können von den tatsächlichen realen Größen abweichen, da in vielen Fällen die Leitungsparameter, wie Erdimpedanzen und ferromagnetische Aufbauelemente, generell nicht exakt bestimmt werden können.

2.3.2 Implementierung des thermischen Moduls

Die Berechnung des thermischen Verhaltens von Energiekabeln kann auf das dem Elektrotechniker gewohnte Problem der Berechnung elektrischer Schaltungen zurückgeführt werden. Thermische Ersatzschaltbilder für unterschiedliche Kabelkonstruktionen werden in [67] ausführlich beschrieben. Als ein Beispiel ist ein einphasiges Ersatzschaltbild für transiente Analysen bereits in Abb. 2.2 gezeichnet. Die Bestimmung der Wärmewiderstände bzw. Wärmekapazitäten von Kabelaufbauelementen ist in [64], [65] ausführlich dokumentiert, sie können einfach mit konzentrierten R-C-Bauelementen in ATP-EMTP implementiert werden. Der wichtigste und auch komplizierteste Faktor zur Beeinflussung des thermischen Verhaltens erdverlegter Energiekabel sind jedoch die äußeren Wärmewiderstände des Erdbodens T_4 . Die Nachbildung von T_4 in ATP-EMTP stellt daher die Kernaufgabe zur Implementierung des thermischen Analysemoduls.

2.3.2.1 Äußere Wärmewiderstandsmatrix erdverlegter Energiekabel

Das lineare Gleichungssystem zur Beschreibung der thermischen Kopplung von N erdverlegter zylindrischer Wärmequellen lautet:

$$\begin{bmatrix} \Delta \vartheta_{O1} \\ \Delta \vartheta_{O2} \\ \dots \\ \Delta \vartheta_{ON} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \vartheta_{O1} - \vartheta_U \\ \vartheta_{O2} - \vartheta_U \\ \dots \\ \vartheta_{ON} - \vartheta_U \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} T'_{4-11} & T'_{4-12} & \dots & T'_{4-1N} \\ T'_{4-21} & T'_{4-22} & \dots & T'_{4-2N} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ T'_{4-N1} & T'_{4-N2} & \dots & T'_{4-NN} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P'_1 \\ P'_2 \\ \dots \\ P'_N \end{bmatrix} \quad (2.43)$$

mit ϑ_{Oi} die Oberflächentemperatur der Wärmequelle i ,
 ϑ_U die Umgebungstemperatur
 $\Delta \vartheta_{Oi}$ die Temperaturerhöhung der Wärmequelle i über die Umgebung,
 P'_i der Verlustleistungsbelag der Wärmequelle i ,
 T'_{4-ii} der Eigen-Wärmewiderstandsbelag der Wärmequelle i sowie
 T'_{4-ij} die Kopplungs-Wärmewiderstandsbelag zwischen Wärmequelle i und j .

Der Ausgangspunkt zur Herleitung der Wärmewiderstände ist die sog. „Kennelly- Formel“, welcher das aus der Elektrostatik bekannte Spiegelungsverfahren zugrunde liegt. Nach dieser kann die Erdoberfläche als Spiegelungsebene aufgefasst werden, die ersatzweise dadurch dargestellt wird, dass für jede Wärmequelle im Feldraum eine gleichgroße Wärmesenke eingeführt wird, deren Lage sich durch Spiegelung an der Erdoberfläche ergibt. Dies ist in Abb. 2.28 prinzipiell dargestellt. Jeder Wärmefluss einer zylindrischen, koaxialen Hüllfläche (z.B. Kabel, Wasserrohr, Tunnel usw.) durch den Boden zur Erdoberfläche bewirkt eine Temperaturerhöhung über die Umgebung. Der

Eigenwärmewiderstand lässt sich aus dem Quotienten der Temperaturerhöhung und dem eigenen Wärmefluss bestimmen. Der Koppelwärmewiderstand ergibt sich aus der Temperaturerhöhung, resultierend aus dem Wärmefluss anderer Wärmequellen. Bei Anordnungen mit relativ großen Durchmessern (z.B. Tunneln) wird die Temperaturerhöhung entlang ihres Umfangs nicht mehr konstant sein. In diesem Fall kann eine durchschnittliche Temperaturerhöhung verwendet werden [69].

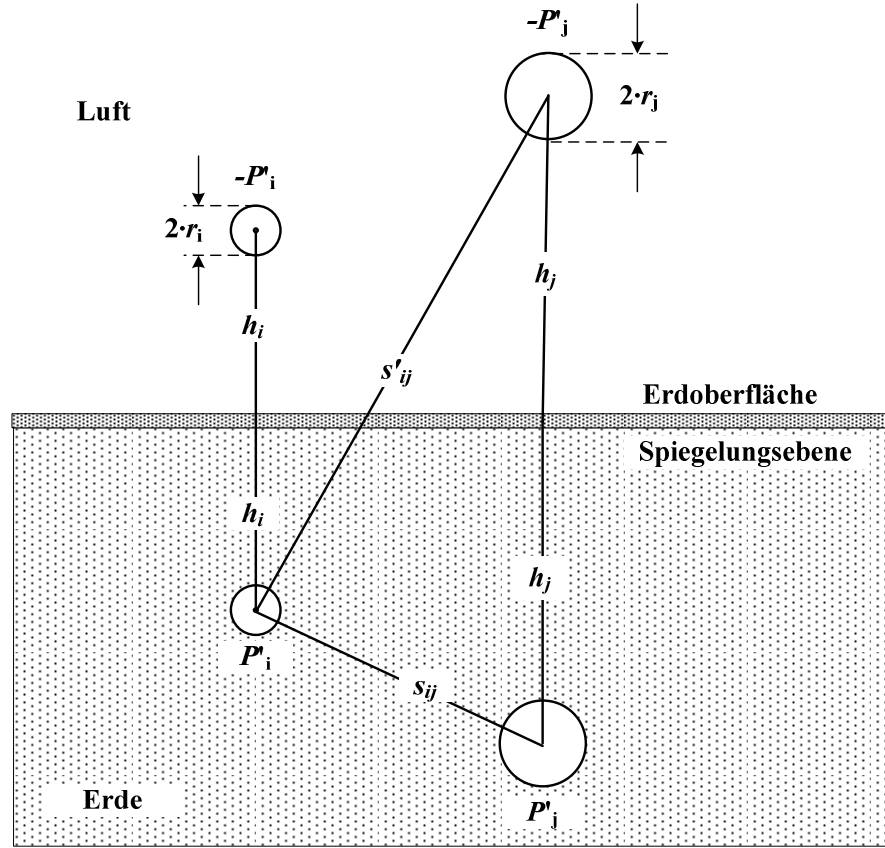


Abbildung 2.28: Zum Bestimmung der Eigen- und Koppelungs-Wärmewiderstände erdverlegter zylindrischen Anordnungen mit Spiegelungsverfahren

Aus den Beziehungen der Wärmeleitungsgleichungen für das thermische Feld im Erdreich sind in [68] die Rechenformeln für die Wärmewiderstände im Frequenzbereich abgeleitet:

$$T_{4-ii} = \rho_e \frac{K_0(\underline{k} \cdot r_i) - K_0(\underline{k} \cdot 2h_i)}{2\pi \cdot \underline{k} \cdot r_i \cdot K_1(\underline{k} \cdot r_i)} \quad (2.44-a)$$

$$T_{4-ij} = \rho_e \frac{K_0(\underline{k} \cdot s_{ij}) - K_0(\underline{k} \cdot s'_{ij})}{2\pi \cdot \underline{k} \cdot r_i \cdot K_1(\underline{k} \cdot r_i)} \quad (2.44-b)$$

In Gl. (2.44) sind K_0 und K_1 die modifizierte Besselfunktion nullter und erster Ordnung, zweiter Arte. ρ_e ist der spezifische Wärmewiderstand bei homogenem Erdboden. \underline{k} ist durch:

$$\underline{k} = \sqrt{j \cdot \frac{\omega}{\delta}} \quad (2.45)$$

gegeben. δ ist der thermische Diffusionskoeffizient des homogenen Erdbodens. Die Geometrie Größen r_i , h_i , s_{ij} und s'_{ij} sind in Abb. 2.28 erklärt. Die Größe r_i im Nenner in Gl. (2.44-b) darauf hinweist, dass die Wärmewiderstände T_{4-ij} und T_{4-ji} unterschiedliche Größe besitzen können und dass die Wärmewiderstandmatrix $[T_4]$ theoretisch einen unsymmetrischen Aufbau aufweist. Hinsichtlich der Trassenabmessungen in der Praxis lässt sich $[T_4]$ jedoch hinreichend genau als symmetrisch betrachten (Kabelsysteme mit unterschiedlichen Kabelradien führen zu geringen, vernachlässigbaren Unsymmetrien).

In der Norm IEC 60853 [22] wird bei der Berechnung von $[T_4]$ von Linien-Wärmequellen ausgegangen. Mit dieser Annahme kann $[T_4]$ im Zeitbereich als eine zeitvariante Widerstandmatrix dargestellt werden:

$$T_{4-ii-IEC60853} = \frac{\rho_e}{4\pi} \left[-\text{Ei}\left(-\frac{r_i^2}{4 \cdot \delta \cdot t}\right) + \text{Ei}\left(-\frac{4 \cdot h_i^2}{\delta \cdot t}\right) \right] \quad (2.46-a)$$

$$T_{4-ij-IEC60853} = \frac{\rho_e}{4\pi} \left[-\text{Ei}\left(-\frac{s_{ij}^2}{4 \cdot \delta \cdot t}\right) + \text{Ei}\left(-\frac{4 \cdot s_{ij}'^2}{\delta \cdot t}\right) \right] \quad (2.46-b)$$

Dabei ist die Ei-Funktion als $\text{Ei}(z) = \int_z^\infty \frac{e^{-u}}{u} \cdot du$ definiert.

Für $t \rightarrow \infty$, d.h. für stationären Betrieb, ergeben sich die Formel in IEC 60287:

$$T_{4-ii-IEC60287} = \frac{\rho_e}{2\pi} \ln\left(\frac{h_i}{r_i} + \sqrt{\left(\frac{h_i}{r_i}\right)^2 - 1}\right) \quad (2.47-a)$$

$$T_{4-ij-IEC60287} = \frac{\rho_e}{2\pi} \ln \frac{s_{ij}'}{s_{ij}} \quad (2.47-b)$$

Die Gl. (2.46) mit der Exponential-Integral-Funktion Ei ist aus der thermischen Sprungantwort durch eine Erregung von Linienwärmequellen bei homogenem Boden abgeleitet. Sie beschreibt das thermische Verhalten nur unter sprunghaften Belastungen. Im Vergleich dazu ist Gl. (2.44) aus Flächenwärmequellen im Frequenzbereich abgeleitet. Sie beschreibt das allgemeine Systemverhalten und ist daher von den Belastungen unabhängig. Zur Auswertung der Leistungsfähigkeit von Gln. (2.44) und Gl. (2.46) wird die thermische Sprungantwort infolge eines Verlustleistungsbelags von $P' = 100 \text{ W/m}$ für folgende zwei Anordnungen untersucht:

- ein Kabel mit einem Außendurchmesser von 138 mm, Verlegetiefe 1,2 m,
- ein Tunnel mit einem Außendurchmesser von 3 m, Verlegetiefe 30 m.

Die Bodeneigenschaften sind mit $\rho_e = 1,0 \text{ K}\cdot\text{m/W}$ und $\delta = 0,5 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$ für beide Fälle identisch angenommen.

Die Erwärmungen an den Oberflächen der zwei Anordnungen sind in Abb. 2.29 und Abb. 2.30 dargestellt. Man erkennt, dass:

- man bei der Berechnung von normal erdverlegten Kabelanlagen erhält man identische Ergebnisse mit Gl. (2.44) und Gl. (2.46) erhält und dass
- die Abweichungen groß werden, wenn der Querschnitt der Anordnung vergrößert und/oder wenn die Anfangsphase des Erwärmungsvorganges betrachtet wird.

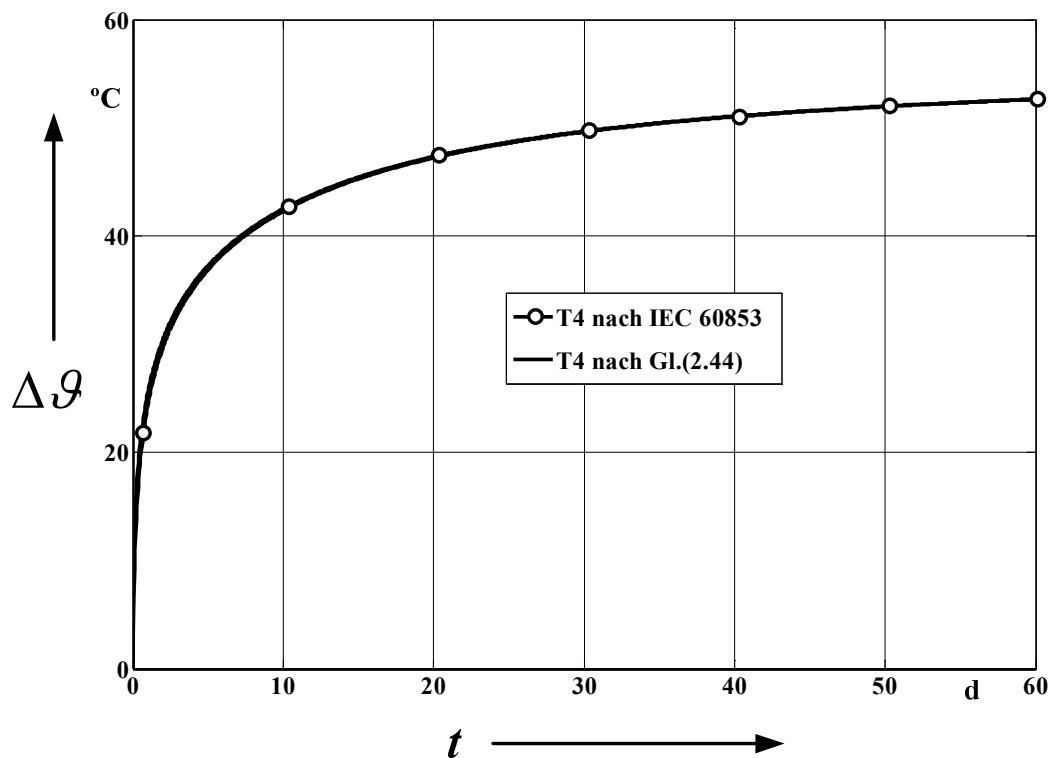


Abbildung 2.29: Thermische Sprungantwort (Erwärmung $\Delta\theta$) eines erdverlegten Energiekabels

Aus diesen Ergebnissen ist zu entnehmen, dass Gl. (2.44) generell einsetzbar im Gegensatz zu der Standardformel ist. Allerdings ist Gl. (2.44) im Frequenzbereich formuliert, und die äußeren Wärmewiderstände stellen somit frequenzabhängige Kenngrößen dar. Zur Berechnung von thermischen Transientvorgängen erdverlegter Kabelanlagen müssen die frequenzabhängigen Effekte im Erdboden richtig erfasst werden. Bislang existieren hauptsächlich drei Verfahren zur Analyse der thermischen Ausgleichvorgänge:

- Berechnung im Frequenzbereich [70], [71]. Bei diesem Verfahren wird der vorgegebene zyklische Zeitverlauf des aus der Kabeloberfläche austretenden Verlustleistungsbelags $P'(t)$ nach Fourier durch eine Reihe sinusförmiger Schwingungen angenähert. Für jede Teilerregung lässt sich der entsprechende komplexe Fourieranteil der Temperaturerhöhung nach Gl. (2.44) bestimmen. Die resultierende Temperaturerhöhung folgt schließlich durch Überlagerung ihrer Fourieranteile und Realteilbildung. Das Verfahren ist geeignet zur Berechnung von Temperaturerhöhungen bei periodischen Belastungen, aber weniger geeignet zur Behandlung der transienten Erwärmungen, weil im transienten Fall eine Fourier-

Transformation über einen breiten kontinuierlichen Frequenzbereich erforderlich ist.

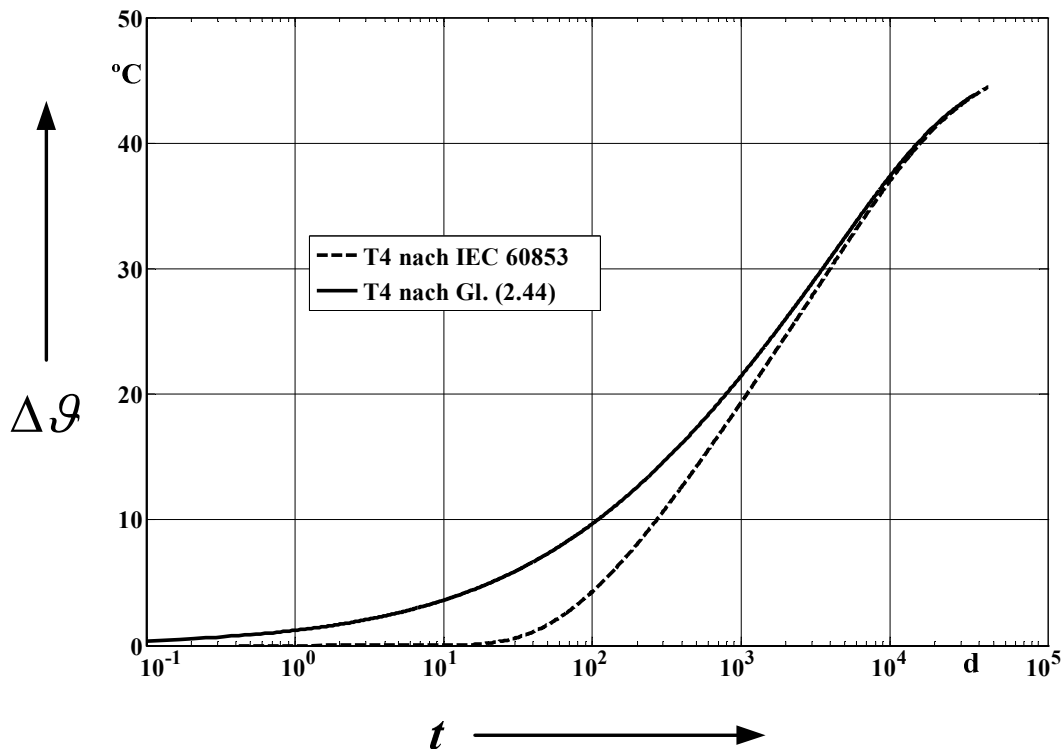


Abbildung 2.30: Thermische Sprungantwort einer Tunnelanordnung (Außendurchmesser: 3 m und Verlegetiefe: 30 m)

- Berechnung im Zeitbereich [69]. Bei diesem Verfahren wird die Gleichung (2.44) im Zeitbereich durch eine Laplace-Rücktransformation für eine bestimmte bzw. vorgegebene Belastung berechnet. Es resultiert sich häufig ein sehr kompliziertes Integral von Besselfunktionen. Die numerische Auswertung solcher Integrale ist generell aufwendig. Die äußeren Wärmewiderstände werden bei diesem Verfahren als zeitvariante Widerstände dargestellt. Die Standardformel (2.46) stellt eine vereinfachte Form dieser Gruppe dar.
- Schaltungssynthese. Diese weit verwendete Methode ist eigentlich auch ein Verfahren im Zeitbereich. Die frequenzabhängigen Eigenschaften des Erdbodens werden mit Hilfe eines R-C-Ersatznetzwerkes im Zeitbereich synthetisiert. Temperaturerhöhungen infolge beliebiger Erregungen können im thermischen Netzwerk unmittelbar berechnet werden. Daher findet das Verfahren auch häufig bei Echtzeit-Anwendungen [72].

Bisher wurden die frequenzabhängigen thermischen Eigenschaften des Erdbodens nur durch einphasige R-C-Ersatzschaltbilder annähernd nachgebildet. Sie beschreiben daher nur einen bestimmten bzw. einen symmetrischen Betriebszustand. Eine exakte und vollständige Synthese der gesamten gekoppelten Wärmewiderstandsmatrix $[T_4]$ nach Gl. (2.44) ist jedoch noch nicht gegeben.

Nachbildungen frequenzabhängiger Effekte im Zeitbereich wurden bereits im vorangegangenen Abschnitt bei der Vorstellung der Leitungsmodelle in ATP-EMTP

erläutert. Während der Entwicklung von EMTP werden verschiedene Ansätze erfolgreich zur Erstellung der frequenzabhängigen Leitungsmodelle eingesetzt. Wie bei der Vorstellung des Universal-Modells erwähnt, wird ein großer Fortschritt in diese Richtung durch die von Gustavsen eingeführte Synthesetechnik, das so genannte „Vector Fitting“ erzielt [73], [74], [75]. Das Verfahren basiert auf einer robusten Approximation der gemessenen oder berechneten Frequenzgänge durch rationale Funktionen im Frequenzbereich. Die daraus resultierende Approximation besitzt stabile reale oder konjugierte komplexe Pole, welche einfach im Zeitbereich durch Standardschaltungselemente synthetisiert werden können. Das Verfahren ist geeignet sowohl für einphasige als auch für mehrphasige Systeme. Im Folgenden wird die Leistungsfähigkeit des Verfahrens durch ein Beispiel illustriert.

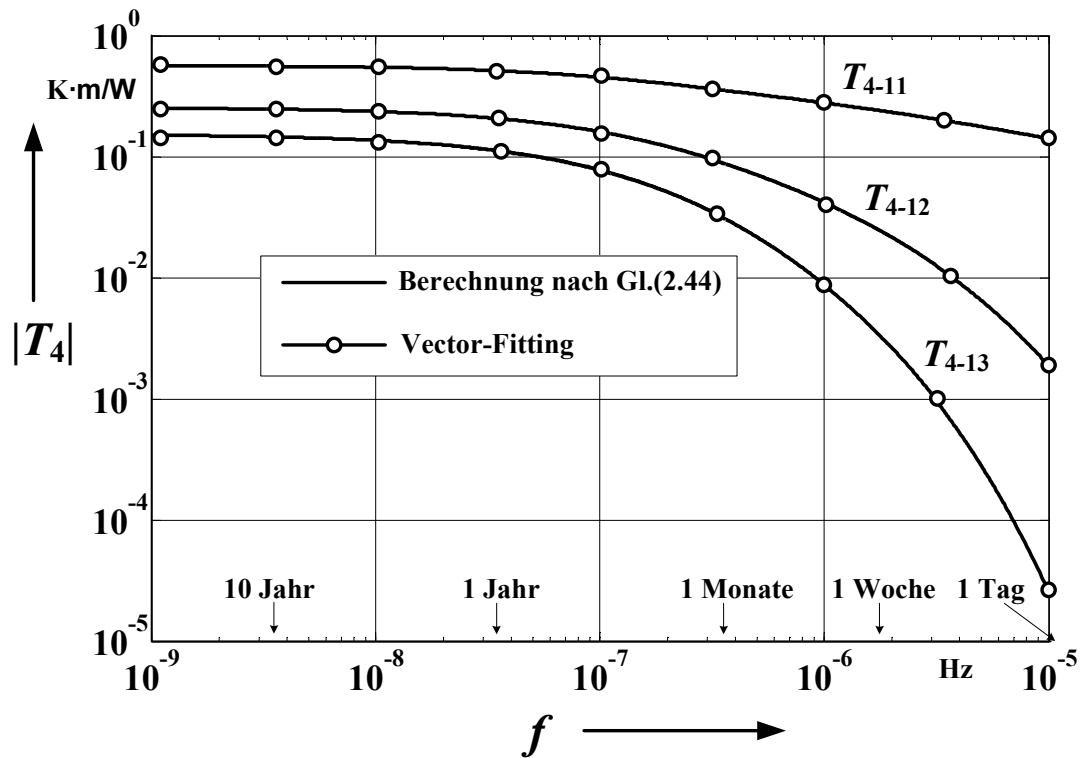
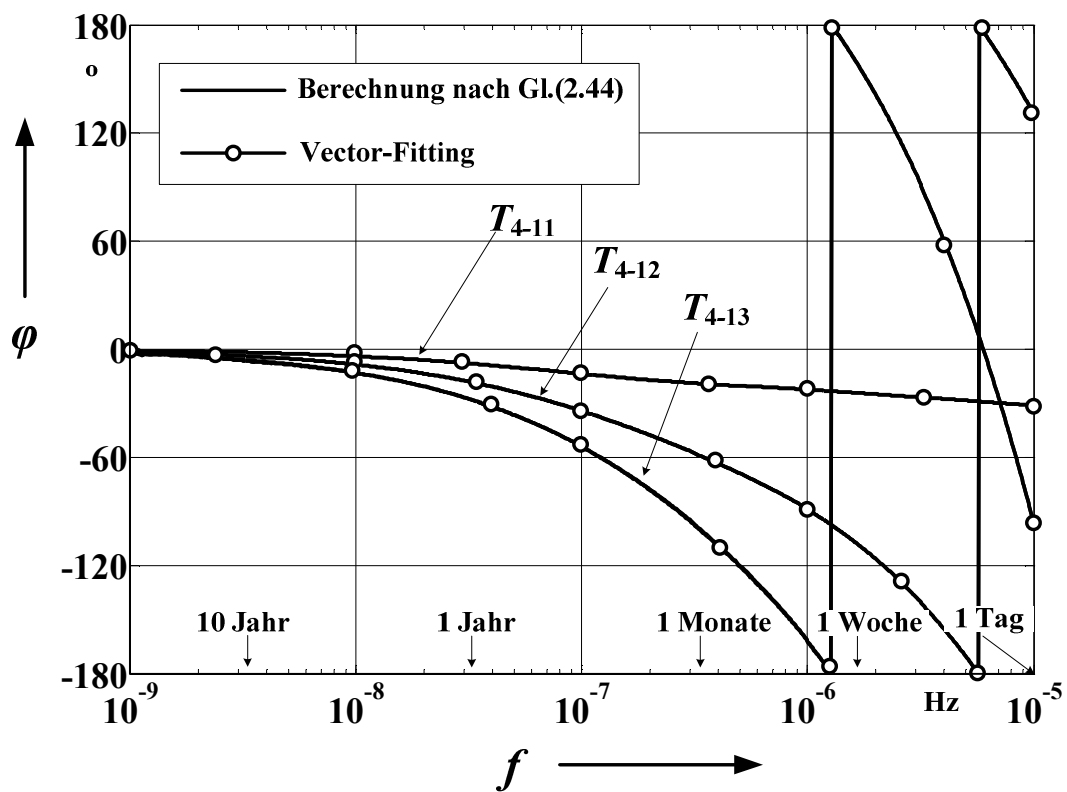
Die thermische Wärmewiderstandmatrix $[T_4]$ der betrachteten 380-kV-Kabelanlage nach Abb.2.4 besitzt eine diagonal-symmetrische Form:

$$[T_4] = \begin{bmatrix} T_{4-11} & T_{4-12} & T_{4-13} \\ T_{4-21} & T_{4-22} & T_{4-23} \\ T_{4-31} & T_{4-32} & T_{4-33} \end{bmatrix} \quad (2.48)$$

mit $T_{4-11} = T_{4-22} = T_{4-33}$, $T_{4-12} = T_{4-21} = T_{4-23} = T_{4-32}$ und $T_{4-13} = T_{4-31}$. Betrag und Phasenwinkel der Elemente in $[T_4]$ wurden einerseits exakt nach Gl. (2.44) berechnet und andererseits durch das „Vector-Fitting“ im Frequenzbereich als rationale Funktionen approximiert. Die Ergebnisse sind in Abb. 2.31 und Abb. 2.32 dargestellt. Aus denen lässt sich Folgendes entnehmen:

- Das Verfahren „Vektor-Fitting“ kann die Frequenzgänge der Matrizen $[T_4]$ im thermisch relevanten Bereich über ein breites Frequenzband sowohl für den Betrag als auch für den Phasenwinkel sehr genau darstellen. Diese matrizielle Synthese von $[T_4]$ ermöglicht eine verallgemeinerte Beschreibung der thermischen Kopplungen bei gehäuft verlegten Kabeln oder anderen technischen Anordnungen mit beliebigen Belastungen.
- Mit zunehmender Frequenz wird die Wärmekopplung durch benachbarte Kabel erheblich abgeschwächt.

Gustavsen hat eine Matlab-Toolbox zur Durchführung des „Vector-Fitting“ für wissenschaftliche Untersuchungen veröffentlicht [76]. Die Ausgabe dieser Matlab-Toolbox kann direkt in ATP-EMTP importiert werden.

Abbildung 2.31: Vector-Fitting der T_4 -Elemente im Frequenzbereich – BetragAbbildung 2.32: Vector-Fitting der T_4 -Elemente im Frequenzbereich – Phasenwinkel

2.3.2.2 Thermische Ersatzschaltbilder in ATP-EMTP

Das vollständige Ersatzschaltbild der hier betrachteten 380-kV-Kabelanlage wird in Abb. 2.33 dargestellt. Die explizite Darstellung des Ersatzschaltbildes für jede Phase ermöglicht eine verallgemeinerte thermische Untersuchung als die einphasige Darstellung in den IEC-Normen, z.B., bei der Behandlung unsymmetrischer Belastungen.

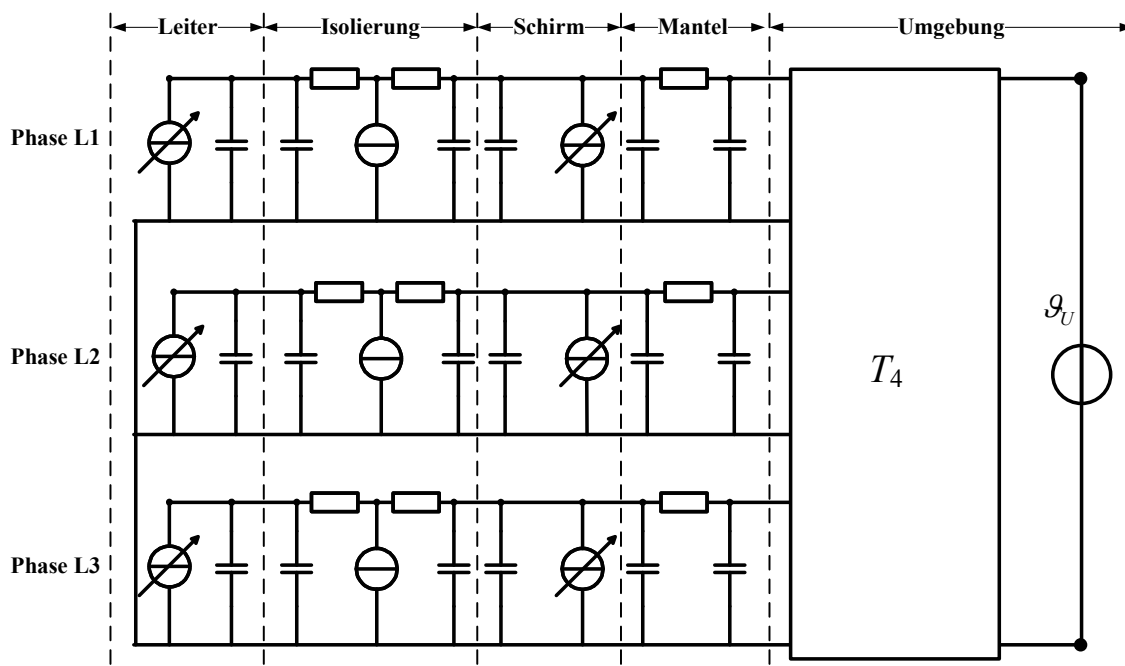


Abbildung 2.33: Thermisches Ersatzschaltbild der betrachteten 380-kV-Kabelanlage

Abb.2.33 kann durch folgende Elemente in ATP-EMTP implementiert werden:

- Wärmewiderstände und Wärmekapazitäten der Kabelaufbauelemente werden durch Standard-R-C-Elemente modelliert.
- Die Verluste in den einzelnen Kabel-Schichten werden durch Stromquellen nachgebildet. Die ohmschen Leiterverluste sowie die Schirmverluste werden einerseits durch die Ströme im elektrischen Netzwerk nach Abschnitt 2.3.1 und andererseits die daraus resultierenden Temperaturen aus dem thermischen Netzwerk nach Abb. 2.33 zusammen bestimmt. Ihre Temperaturabhängigkeiten lassen sich durch die programmierbaren Stromquellen modellieren. Die dielektrischen Verluste können aus der resultierenden Spannungsdifferenz über der elektrischen Isolierung sowie dem dielektrischen Verlustfaktor der Isolierung bestimmen.
- Je nach Anwendungsfall können die äußeren Wärmewiderstände T_4 sehr flexibel in ATP-EMTP implementiert werden:
 - Modellierung T_4 bei stationären Analysen

Die Formeln in IEC-60287 nach Gl.(2.47) sowie ihre Erweiterungen zur Berücksichtigung von Tageslast-Kennlinien nach Neher-McGrath [77] können durch einen Widerstand bei symmetrischen Belastungen im Kabelsystem oder

durch eine mehrphasige gekoppelte Widerstandsmatrix bei unsymmetrischen Belastungen modelliert werden. Das nicht lineare Problem partieller Bodenaustrocknung kann durch Einführung eines Wärmleitpotentials gelöst werden [65]. Dies führt zum Zweischichten-Modells und wird wie folgt umformuliert:

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathcal{G}_{O1} \\ \Delta \mathcal{G}_{O2} \\ \dots \\ \Delta \mathcal{G}_{ON} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathcal{G}_{O1} - \mathcal{G}_U \\ \mathcal{G}_{O2} - \mathcal{G}_U \\ \dots \\ \mathcal{G}_{ON} - \mathcal{G}_U \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} T_{4-11} & T_{4-12} & \dots & T_{4-1N} \\ T_{4-21} & T_{4-22} & \dots & T_{4-2N} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ T_{4-N1} & T_{4-N2} & \dots & T_{4-NN} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P'_1 \\ P'_2 \\ \dots \\ P'_N \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_{x1} \\ v_{x2} \\ \dots \\ v_{xN} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \mathcal{G}_{x1} \\ \mathcal{G}_{x2} \\ \dots \\ \mathcal{G}_{xN} \end{bmatrix} \quad (2.49)$$

Die neuen Kenngrößen v_x und \mathcal{G}_x können die physikalisch komplizierte Bodenaustrocknung vereinfacht erfassen. Falls die Oberflächenerwärmung einer Kabelader i größer als die Grenzerwärmung $\Delta \mathcal{G}_{cr}$ ist, dann gilt:

$$v_{xi} = \frac{\rho_{eT}}{\rho_{eF}} \text{ und } \mathcal{G}_{xi} = \Delta \mathcal{G}_{cr} \cdot (v_{xi} - 1) = \Delta \mathcal{G}_{cr} \cdot \left(\frac{\rho_{eT}}{\rho_{eF}} - 1 \right) \quad (2.50)$$

im anderen Fall

$$v_{xi} = 1 \text{ und } \mathcal{G}_{xi} = 0 \quad (2.51)$$

mit ρ_{eT} der spezifische Wärmewiderstand des trockenen Erdbodens
 ρ_{eF} der spezifische Wärmewiderstand des feuchten Erdbodens

Der Erdboden wird in ATP-EMTP dann als eine programmierbare äquivalente Spannungsquelle modelliert, deren Amplituden $\Delta \mathcal{G}_{Oi}$ sich nach Gl. (2.49) bestimmen lassen.

○ Modellierung von $[T_4]$ bei transienten Analysen

Die Formeln in IEC-60853 nach Gl.(2.46) können durch programmierbare Spannungsquellen modelliert werden. Für eine Kabelader i beträgt die Amplitude der Spannungsquelle(= Erwärmung $\Delta \mathcal{G}_{Oi}$):

$$\Delta \mathcal{G}_{Oi} = \frac{\rho_e}{4\pi} \cdot \left(P'_i \cdot \left[-\text{Ei}\left(-\frac{r_i^2}{4 \cdot \delta \cdot t}\right) + \text{Ei}\left(-\frac{4 \cdot h_i^2}{\delta \cdot t}\right) \right] + \sum_{\substack{j=1 \dots N \\ j \neq i}} P'_j \cdot \left[-\text{Ei}\left(-\frac{r_i^2}{4 \cdot \delta \cdot t}\right) + \text{Ei}\left(-\frac{4 \cdot h_i^2}{\delta \cdot t}\right) \right] \right) \quad (2.52)$$

Die Berechnung von $[T_4]$ nach Gl. (2.44) lässt sich durch die Synthese des „Vektor-Fitting“ direkt durch mehrphasige gekoppelte R-L-C-Elemente nachbilden, wodurch eine viel schnellere Berechnung als Gl. (2.52) ermöglicht wird.

Zur Veranschaulichung der Vorteile der thermischen Analysen mithilfe von ATP-EMTP, insbesondere der neuen Modellierungsmöglichkeit von T_4 durch „Vector-Fitting“, wird die Berechnung der transienten Erwärmung bei der 380-kV-Kabelanlage aufgezeigt.

2.3.2.3 Anwendungsbeispiele mit dem thermischen Modul

In diesem Beispiel wird die Leistungsfähigkeit des thermischen Moduls durch eine Untersuchung des thermischen Transientverhaltens der betrachteten 380-kV-Kabelanlage überprüft. Der äußere Wärmewiderstand T_4 wird zuerst nach Gl. (2.44) in einem breiten Frequenzbereich (von 10^{-10} bis zum 10^{-3} Hz) berechnet und dann durch „Vector-Fitting“ als mehrphasige gekoppelte R-L-C-Elemente in ATP-EMTP synthetisiert. Die Verlege- sowie Betriebsbedingungen sind schon im Anfang des Kapitels definiert, und die Kabelmäntel werden als einseitig geredet angenommen.

Es wird zuerst die Dauerbelastbarkeit durch eine Gleichstromberechnung in dem thermischen Widerstandnetzwerk ermittelt. Sie beträgt 1958 A beim feuchten Erdboden sowie 1547 A bei der Berücksichtigung partieller Bodenaustrocknung. In den folgenden transienten Analysen wird eine partielle Bodenaustrocknung nicht berücksichtigt.

Die Leistungsfähigkeit des durch das „Vector-Fitting“ aufgebauten Wechselstromnetzwerks wird zuerst im stationären Fall überprüft. Bei der Einspeisung einer sehr niederfrequenten Wechselstromquelle (z.B. 10^{-20} Hz), um die Dauerbelastung anzunähern, mit einer Amplitude von 1958 A, werden die Leitertemperaturen durch eine stationäre komplexe Wechselstromberechnung ermittelt. Sie betragen 85 °C für L1 und L3, und 90 °C für L2. Diese Ergebnisse stimmen mit der Gleichstromberechnung in dem thermischen Widerstandnetzwerk exakt überein.

Nach Verifizierung des stationären Verhaltens wird nun die thermische Sprungantwort der Kabelanlage infolge des Einschaltens einer symmetrischen Belastung von 1958 A untersucht. Während des transienten Vorgangs steigen die Leitertemperaturen bis zum stationären Endzustand kontinuierlich an. Infolgedessen sind die ohmschen Leiterverluste nicht mehr konstant, sondern steigen auch ständig. Temperaturabhängigen Verluste können bei dem Ersatzschaltbild nach IEC 60853 nicht berücksichtigt werden. Die Berechnung nach IEC 60853 geht von konstanten Verlusten, die dem stationären Endzustand entsprechen, aus. Der dadurch verursachte Fehler bei der Bestimmung der Leitertemperaturen wird durch ein Faktor, der von Goldenberg in [39] sehr kompliziert hergeleitet wurde, nachkorrigiert. Zur Berechnung des Faktors und auch anderer Korrekturfaktoren in IEC 60853 muss man zuerst die stationären Temperaturen im Endzustand ermitteln. Bei dieser indirekten bzw. aufwendigen Berechnungsvorgehensweise kann leicht die physikalische Einsicht in die untersuchten Vorgänge häufig verloren gehen, da die meisten Arbeiten sich nur auf die Bestimmung der Korrekturfaktoren konzentrieren, die im allgemein nur mathematische Rechengrößen sind. Eine direkte Auflösung der vollständigen thermischen Schaltung mit Berücksichtigung der temperaturabhängigen Effekte erleichtert nicht nur das physikalische Verständnis, sondern bietet auch Möglichkeiten, den Zusammenhang der thermischen Kenngrößen eingehend zu analysieren, die, wie nachher durch Beispiele gezeigt wird, auch für thermische Echtzeitanwendungen bedeutsam sind.

Die Temperaturen sowie die Verluste während des transienten Vorgangs sind in Abb.2.34 und Abb. 2.35 dargestellt. Die durchgezogenen Linien zeigen die Ergebnisse bei Vernachlässigung der temperaturabhängigen Verluste. Die Strichlinien zeigen die Ergebnisse der vollständigen Neubildung der thermischen Schaltung unter Berücksichtigung temperaturabhängiger Verluste. Da der Aufwärmvorgang einige Monate dauern kann, werden die transienten Verlustleistungen bei Ansatz konstanter Verlustleistungen deutlich überschätzt.

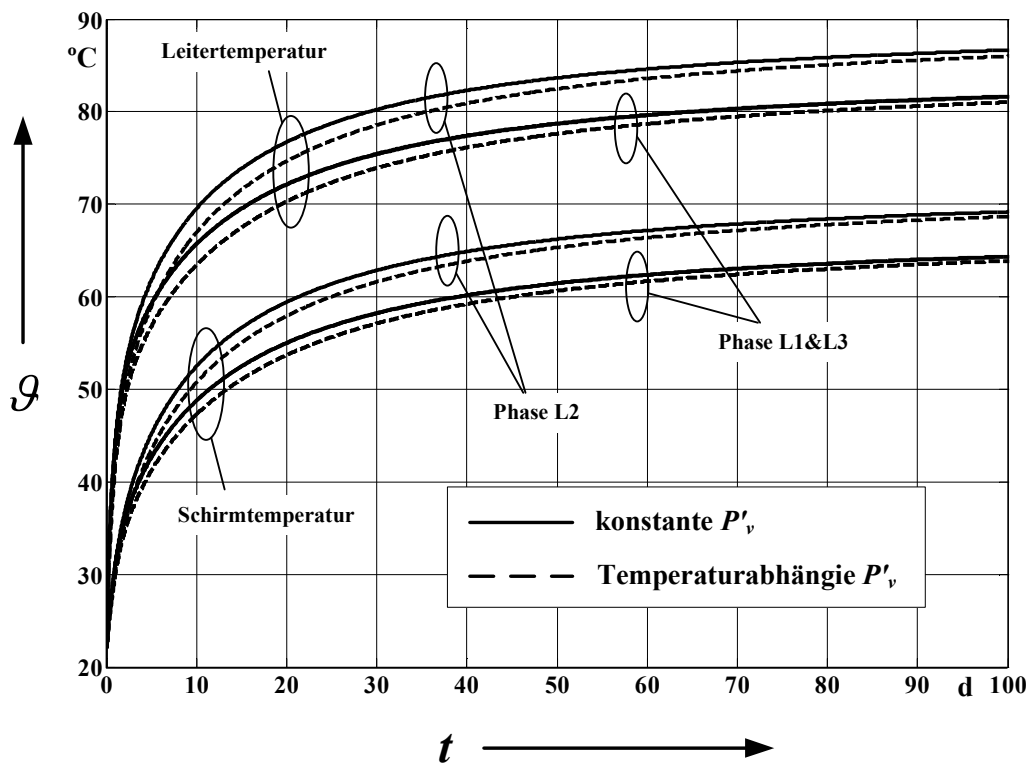


Abbildung 2.34: Transiente Temperaturen Θ bei symmetrischer Belastung von 1958 A (Nennstrom), keine Vorbelastung.

Da die $[T_4]$ durch „Vector-Fitting“ über einen sehr breiten Frequenzbereich synthetisiert ist, ermöglicht diese Schaltung auch zur Berechnung der Erwärmung zyklisch belasteter Energiekabel. Als Beispiel ist eine Tagesbelastung von Kabeln in Abb. 2.36 dargestellt. Die von dieser Belastung verursachten zyklischen Verläufe der Verlustleistung, Leitertemperatur, Schirmtemperatur sowie Oberflächentemperatur für die mittlere Phase sind in Abb. 2.37 gezeichnet.

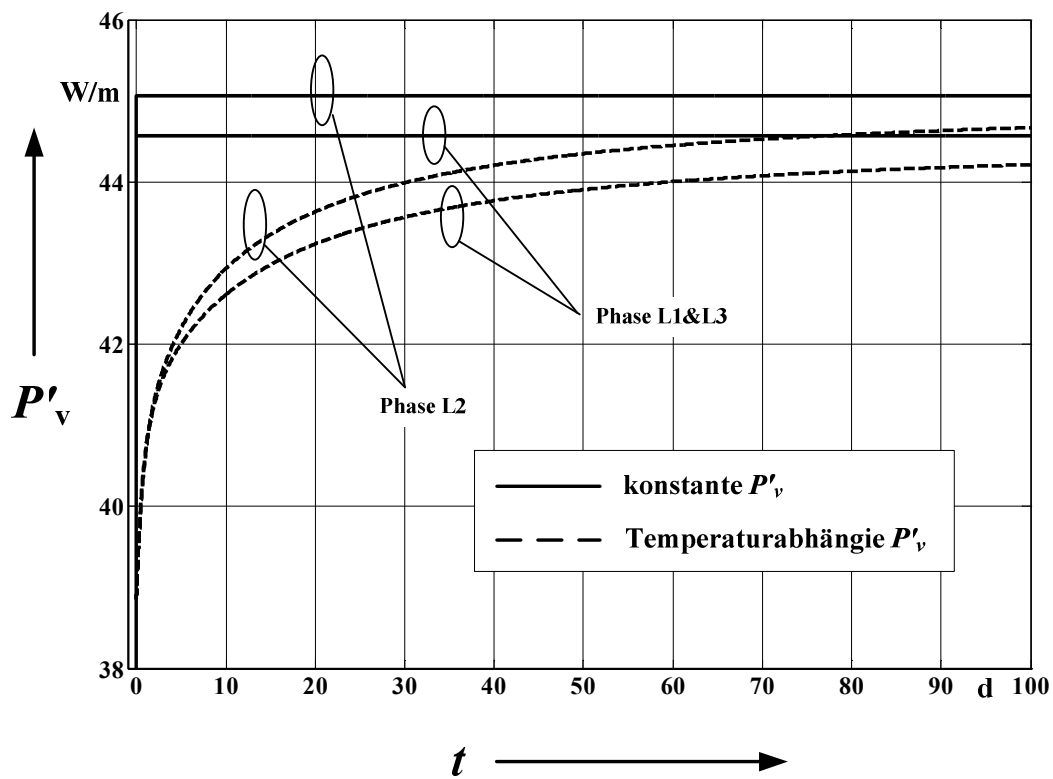


Abbildung 2.35: Verlustleistungsbelag während des transienten Vorgangs

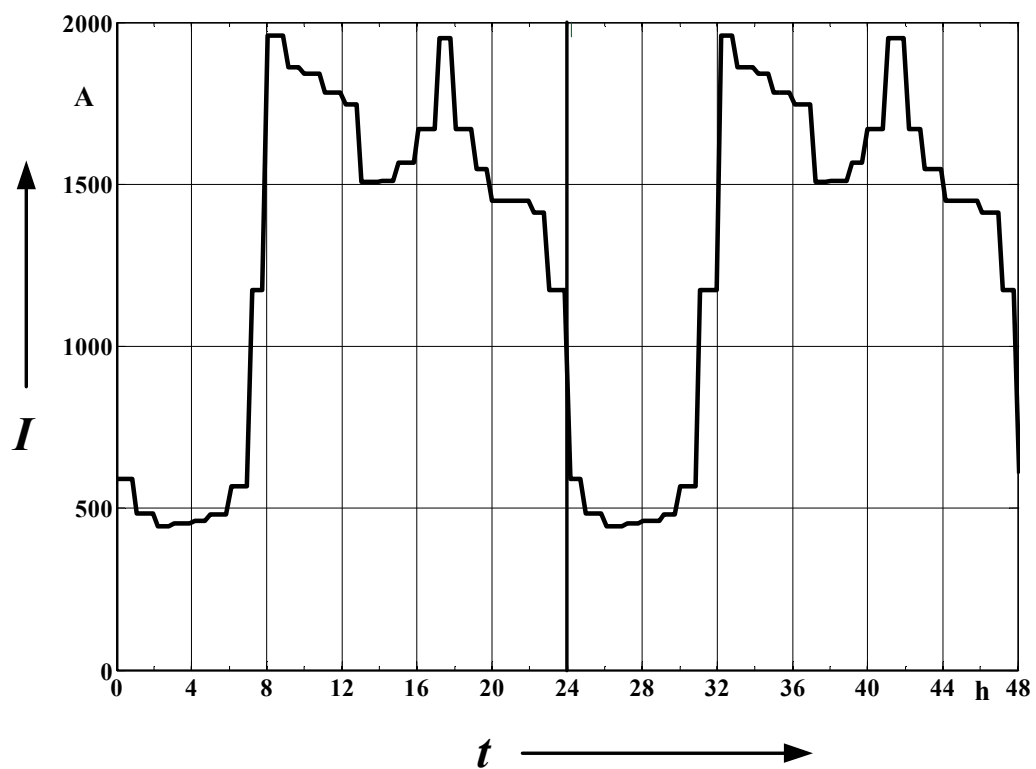


Abbildung 2.36: Zyklischer Verlauf der Tagesbelastung

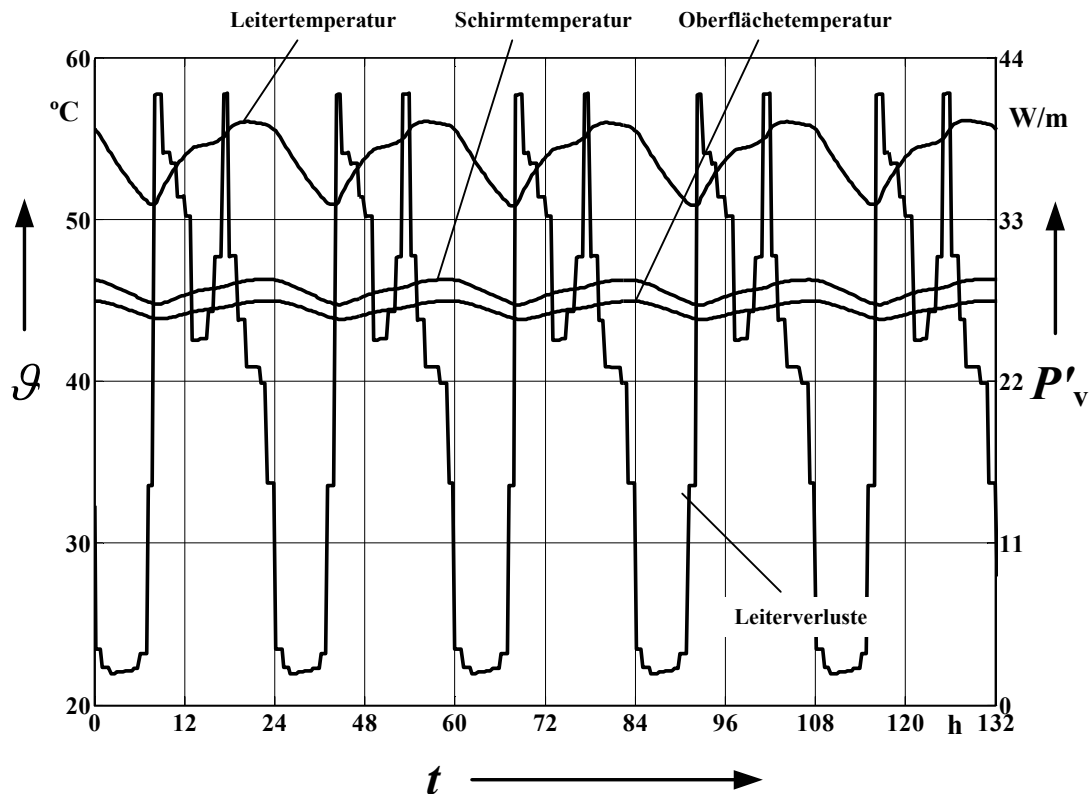


Abbildung 2.37: Zyklischer Verlauf der Verlustleistung und Temperaturen der mittleren Phase

Große Vorteile bei der matriziellen Synthese von $[T_4]$ mit dem „Vector-Fitting“ ergeben sich bei der Berechnung von thermisch gekoppelten transienten Vorgängen. Solche Vorgänge treten beispielsweise beim Ausfall eines Systems (n-1-Fall) oder beim Einschalten einer externen Wärmequelle auf. Als Beispiel wird eine externe Wärmequelle, die mit einem Abstand von 0,5 m zu der Phase L3 des zyklisch belasteten Kabelsystems liegt, mit einem konstanten Verlustleistungsbelag von 50 W/m eingeschaltet. Dieser transiente Erwärmungsvorgang ist in Abb. 2.38 dargestellt. Man erkennt, dass vor dem Einschaltvorgang die mittlere Kabelader die höchste Temperatur besitzt, und dass anschließend eine Temperatur von 31°C an der Oberfläche der externen Wärmequelle thermisch induziert wird. Nach dem Einschalten der externen Wärmequelle steigt die Temperatur der Phase L3, wie erwartet, erheblich an, und nach drei Tagen überschreitet sie die Temperatur der Phase L2. Dieses einfache Beispiel gibt eine gute Beschreibung der thermischen Koppelungen, die mithilfe der matriziellen Synthesen von $[T_4]$ bestimmt werden können. Transiente Erwärmungen bei beliebig gehäuft verlegten Mehrleitersystemen können somit analysiert werden.

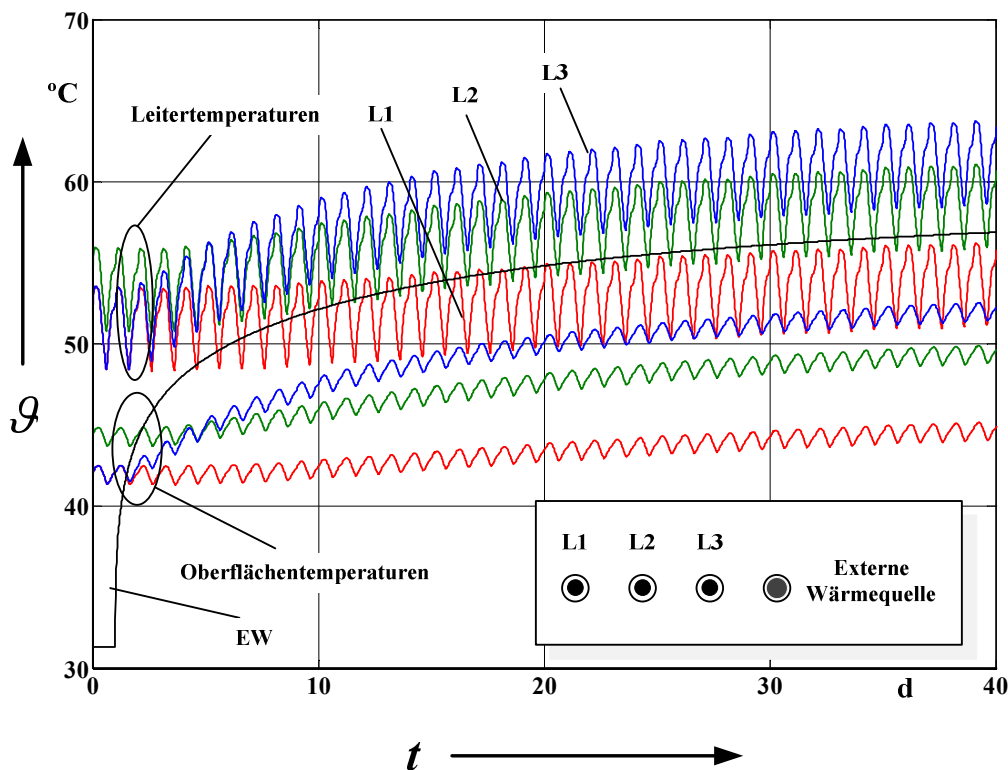


Abbildung 2.38: Transiente Erwärmung beim Einschalten einer externen Wärmequelle

Die Berechnung der thermischen Schaltung wird konsequent durchgeführt, ohne die Temperaturen im Anfang- oder Endzustand vorherzubestimmen bzw. ohne sie durch Faktoren nachkorrigieren zu müssen. Diesen Vorteil kann man auch bei thermischen Echtzeitanwendungen nutzen, um beispielsweise die Leitertemperaturen und die Verlustleistungen aus Messungen von Leiterströmen und Schirmttemperaturen (oder Oberflächentemperaturen) in Echtzeit zu ermitteln. Das Prinzip wird in Abb. 2.39 dargestellt. Die gemessene Schirmtemperatur (oder Oberflächentemperatur) wird als eine zeitlich veränderliche Spannungsquelle im thermischen Ersatzschaltbild nachgebildet. Die unbekannten bzw. auch schwer zu ermittelnden Faktoren des Erdbodens können hier vorteilhaftweise außer Betracht bleiben. Temperaturabhängige Verlustleistungen werden als programmierbare Stromquellen modelliert, deren Amplituden sich durch den gemessenen Stromsverlauf und die berechneten Temperaturen im thermischen Ersatzschaltbild Abb. 2.39 bestimmen lassen. Die Berechnung wird iterativ durchgeführt, wobei einer ein- bis zweimalige Wiederholung allen Anforderungen an die Güte des Rechenergebnisses genügen dürfte. Als Beispiel zeigt Abb. 2.40 die Leitertemperatur sowie die Verlustleistung aus einer Berechnung mit dem vollständigen thermischen Ersatzschaltbild Abb. 2.33 (durchgezogene Linie) und die abgeschätzten Ergebnisse aus der Abb. 2.39 mit gegebenem Leiterstrom und Schirmtemperatur bzw. ohne Berücksichtigung der Umgebungsbedingungen (Strichlinie). Es ergibt sich eine exakte Übereinstimmung.

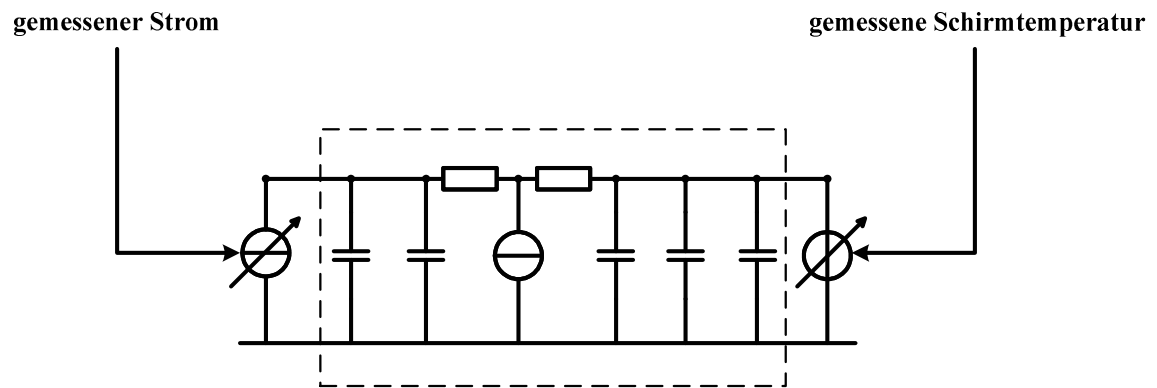


Abbildung 2.39: Prinzip zur Bestimmung von Leitertemperatur und Leiterverlust aus Messung von Leiterstrom und Schirmtemperatur mithilfe vom thermischen Ersatzschaltbild

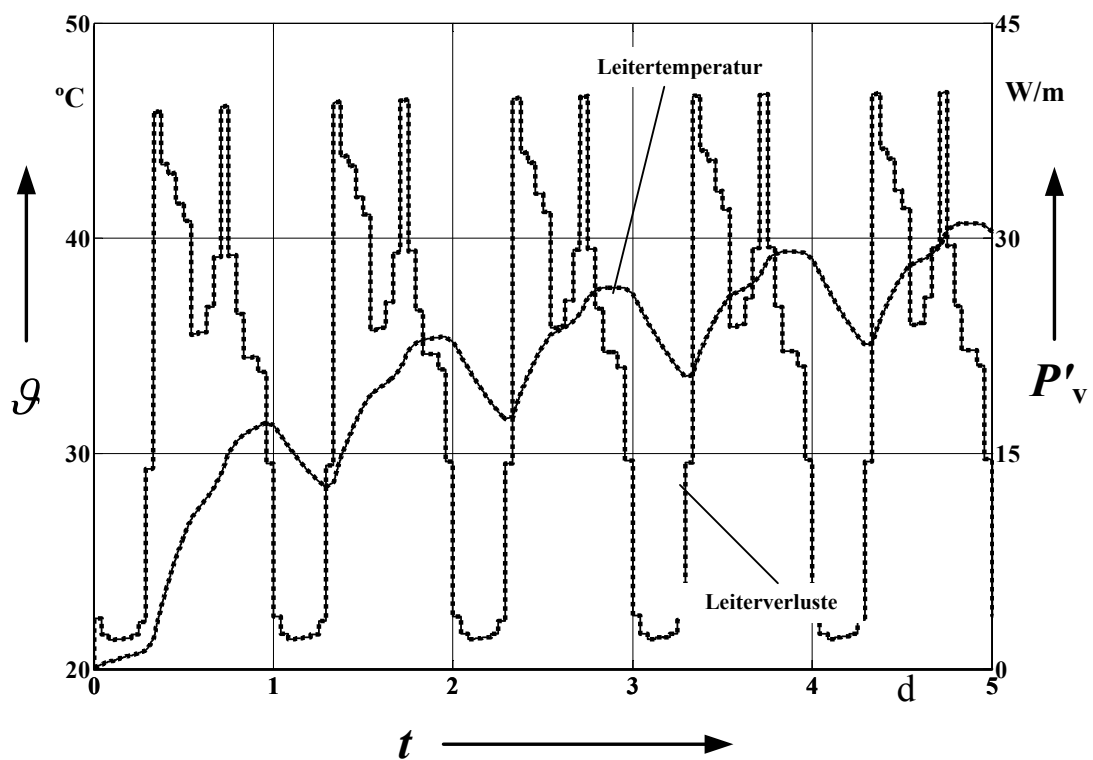


Abbildung 2.40: Abschätzung der Leitertemperatur sowie des Leiterverlustbelags bei gegebenem Leiterstrom und gegebener Schirmtemperatur

2.3.3 Implementierung des Magnetfeld-Moduls

Die prinzipielle Berechnung der niederfrequenten magnetischen Felder von Kabelanlagen im Raum ohne ferromagnetische Materialien ist in Abb. 2.41 dargestellt. Das von insgesamt N Leitern in einem Aufpunkt $P(x_p, y_p)$ bewirkte magnetische Feld beträgt nach Biot-Savart und bei Superposition:

$$\vec{B}(t) = \frac{\mu_0}{2 \cdot \pi} \cdot \sum_{i=1}^N \frac{\vec{i}_i(t) \times \vec{s}_{ip}}{s_{ip}^2} \quad (2.53)$$

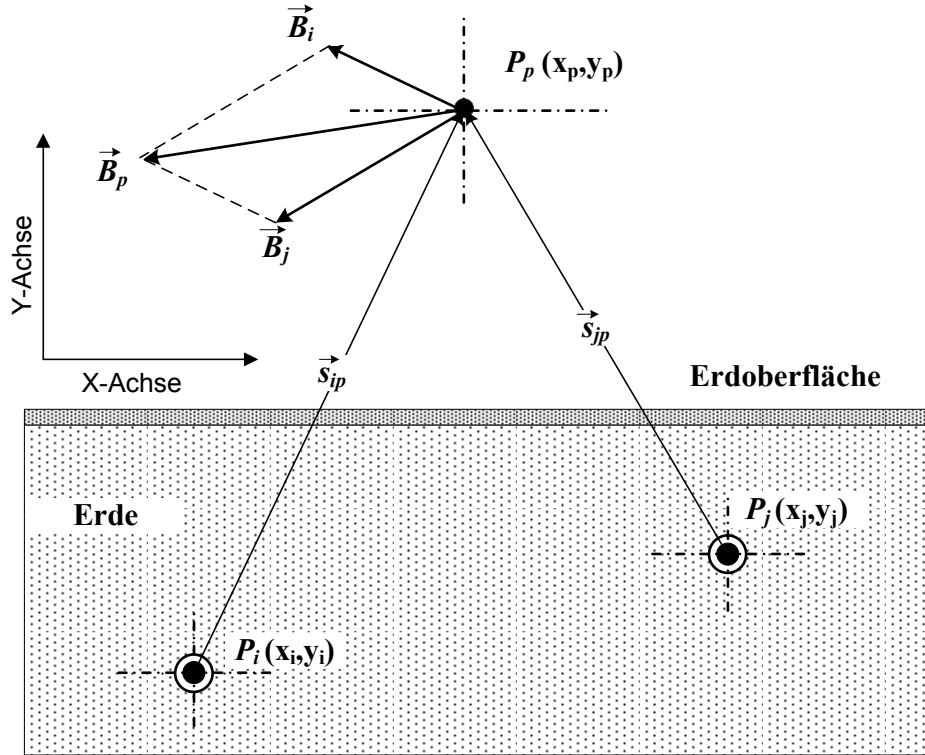


Abbildung 2.41: Prinzipdarstellung zur Berechnung der magnetischen Felder

$\vec{i}_i(t)$ ist der momentane Stromvektor von Leiter i , und seine Richtung wird einheitlich als aus der Tafelenebene heraus angenommen. Der Geometrievektor \vec{s}_{ip} ist in Abb. 2.41 erklärt. Im kartesischen Koordinatensystem lässt sich der Vektor $\vec{B}(t)$ wie folgt durch seine skalaren x-y-Komponenten beschreiben:

$$B_x(t) = -\frac{\mu_0}{2 \cdot \pi} \sum_{i=1}^N i_i \cdot \cos(\omega t + \varphi_i) \cdot \frac{(y_p - y_i)}{(x_p - x_i)^2 + (y_p - y_i)^2} \quad (2.54-a)$$

$$B_y(t) = \frac{\mu_0}{2 \cdot \pi} \sum_{i=1}^N i_i \cdot \cos(\omega t + \varphi_i) \cdot \frac{(x_p - x_i)}{(x_p - x_i)^2 + (y_p - y_i)^2} \quad (2.54-b)$$

Gl. (2.54) lässt sich einfach in ATP-EMTP durch MODELS realisieren, wobei die Ströme aus dem elektrischen Modul importiert werden. Anstatt der komplexen Berechnung, wie in

der Kabeltechnik üblich, werden die Magnetfelder in ATP-EMTP nach Gl. (2.54) im Zeitbereich ausgewertet. Der zeitliche Verlauf von $\vec{B}(t)$ kann dadurch unmittelbar berechnet werden. Als ein Beispiel zeigt Abb.2.42 die horizontale Verteilung der periodisch schwingenden magnetischen Induktion über der betrachteten 380-kV-Kabelanlage in 1,0 m Höhe.

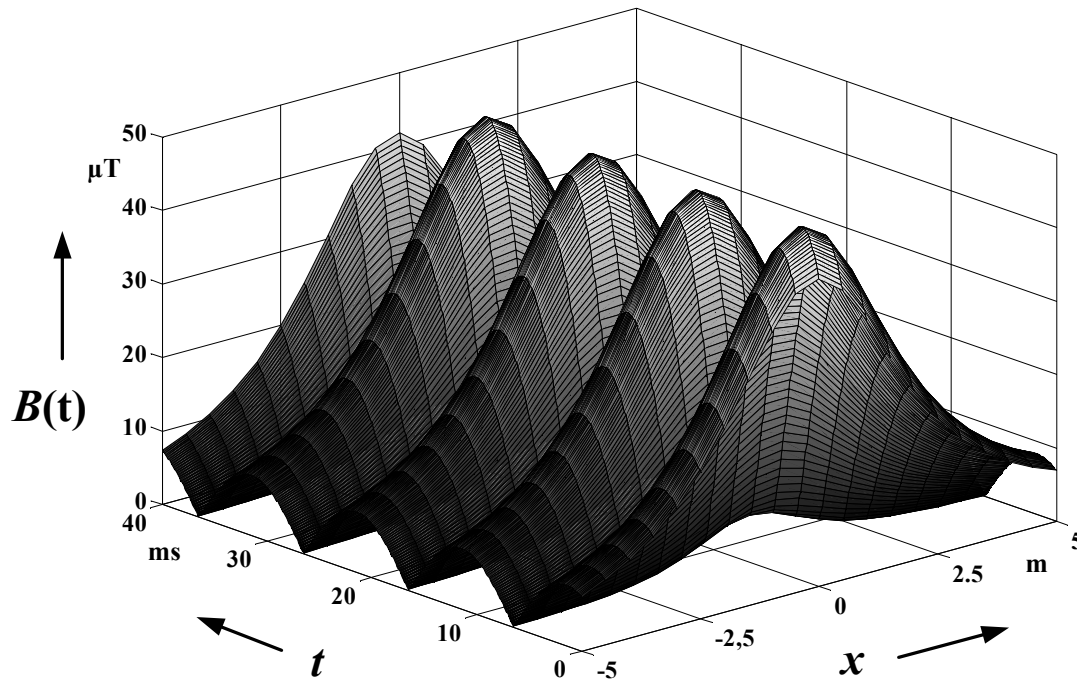


Abbildung 2.42: Zeitlicher Verlauf und horizontale Verteilung der magnetischen Induktion von der 380-kV-Kabelanlage ($I = 1000 \text{ A}$)

Die zeitlichen Schwingungen sowie die Phasenverschiebungen der x- und y- Komponenten von $\vec{B}(t)$ lassen sich anschaulich durch ellipsenförmige Ortskurven in Abb.2.43 illustrieren. Diese Berechnung der Momentanwerte ermöglicht verallgemeinerte Analysen der magnetischen Induktion für ein System sowohl bei harmonischen Oberschwingungen als auch bei transienten Störungen.

Als Grenzwerte der magnetischen Induktion werden von den zuständigen Organisationen jedoch immer als Effektivwerte angegeben bzw. nach Verlegungen durch Messungen nachgewiesen. Die Berechnung des Effektivwerts ist durch Gl. (2.55) gegeben:

$$B_{eff} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_t^{t+T} (B_x^2(t) + B_y^2(t)) \cdot dt} \quad (2.55)$$

Abb. 2.44 zeigt die berechnete Verteilung der magnetischen Flussdichte als Effektivwerte.

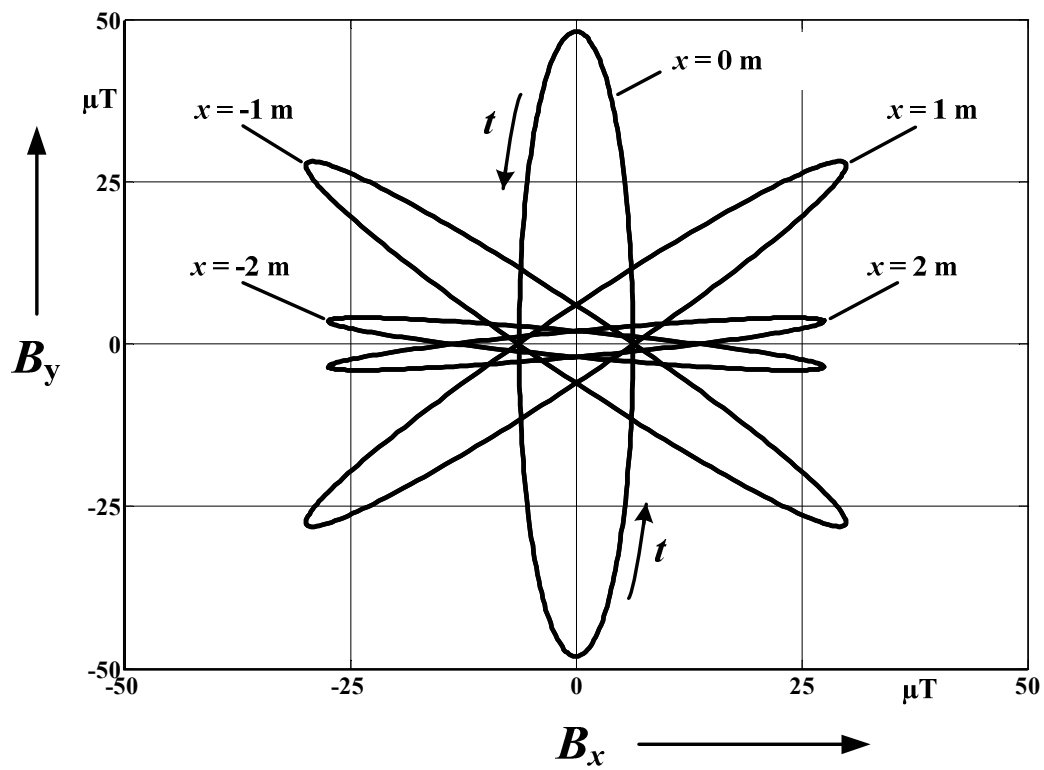


Abbildung 2.43: Ortskurven der magnetischen Induktion von der 380-kV-Kabelanlage ($I = 1000\text{ A}$)

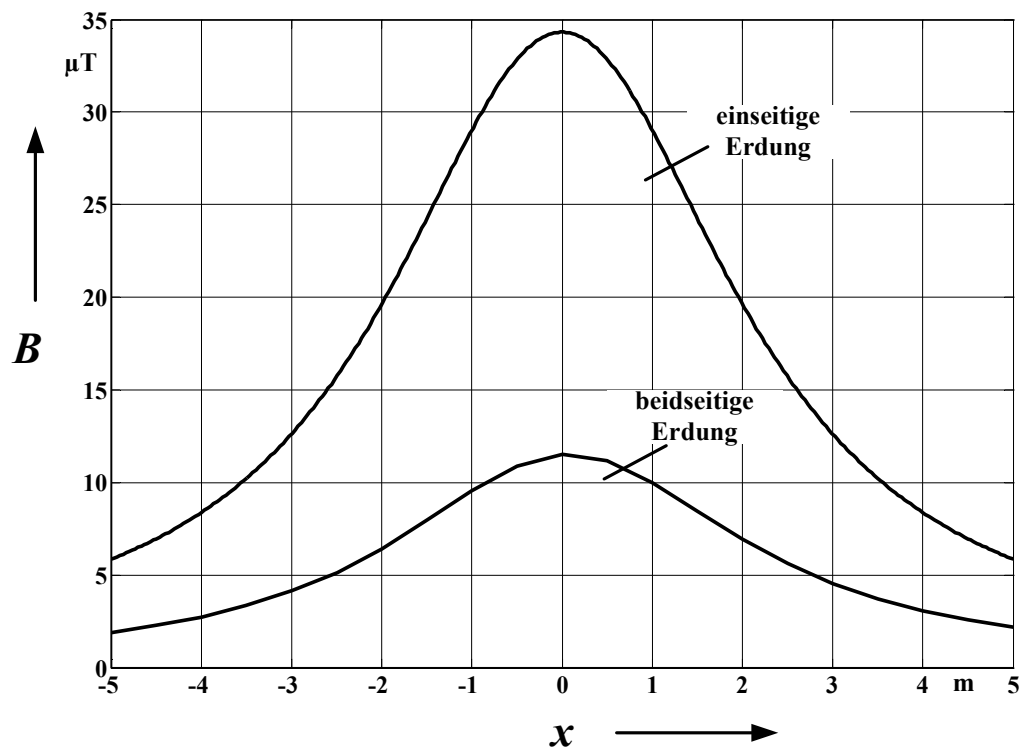


Abbildung 2.44: Verteilung der magnetischen Induktion der 380-kV-Kabelanlage in Effektivwert bei unterschiedlicher Schirmbehandlung ($I = 1000\text{ A}$)

Die Verbindung des Magnetfeld-Moduls zum elektrischen Modul bietet folgende Vorteile:

- Es ist möglich, die Magnetfelder in kompliziert verlegten Mehrleitersystemen, bestehend aus z.B. Leitern, Schirmen, Armierungen, Metallrohren, Erdungsleitern, Kompensationsleitern und dem Erdboden unter Berücksichtigung unterschiedlicher Schirmbehandlungen und lokaler Erdungsmaßnahmen, mit beliebigen Belastungen (sowohl symmetrisch als auch unsymmetrisch) zu bestimmen.
- Die elektrischen Kenngrößen in ATP-EMTP wie Phasenwinkel der Einspeisung oder die Lastströme können als vorgegebene oder zufällige Variablen generiert werden. Diese Option ermöglicht Optimierungen bzw. statistische Untersuchungen der Kabelanlage bezüglich der Anforderungen von Magnetfeldern.

2.3.4 Implementierung des Kurzschluss-Moduls

Ein Netz-Kurzschluss stellt für Kabelanlagen extrem harte mechanische und thermische Beanspruchungen dar. Diese Beanspruchungen sind abhängig vom Quadrat des Kurzschlussstroms. Traditionell bei der Ermittlung der Kurzschlussströme wird der Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k'' durch Nachbildung der Netzbetriebsmittel mit symmetrischen Komponenten bestimmt. Die anderen charakteristischen Werte, wie Stoßkurzschlussstrom i_p , Ausschaltstrom I_b und thermisch äquivalenter Kurzschlussstrom I_{th} , lassen sich indirekt aus I_k'' und den in der Norm [78] angegebenen Faktoren ableiten. Solche Faktoren sind jedoch meistens sehr konservativ angegeben. Um die Kurzschlussbelastungen in Netzen möglichst real zu evaluieren und somit einen nicht erforderlichen Netzausbau zu vermeiden, versucht man die Kurzschlussberechnung in EMTP auf Basis detaillierter Nachbildungen aller Betriebsmittel durchzuführen. Ein Vorteil der Kurzschlussberechnung mit EMTP liegt darin, dass man den Zeitverlauf des momentanen Kurzschlussstromes erhält, aus dem die für mechanische und thermische Kurzschlussbelastungen entscheidenden Größen i_p und I_{th} direkt abgeleitet werden können.

Das Kurzschluss-Modul enthält zwei Submodule zur Berechnung der mechanischen und der thermischen Belastungen bei beliebigen Arten von Netzfehlern. Aufgrund der physikalisch unterschiedlichen Gesetzmäßigkeiten werden die mechanischen und thermischen Kurzschlussbelastungen im Folgenden mit unterschiedlichen Berechnungsmodellen beschrieben.

2.3.4.1 Submodul zur Berechnung der mechanischen Kurzschlussbelastungen

Kabelsysteme müssen in ihrer mechanischen Festigkeit so ausgelegt werden, dass sie allen Belastungen durch Erdkurzschlussströme oder z.B. durch dreipolige oder zweipolige Kurzschlüsse im Netz bis zu einem angegebenen Stoßkurzschlussstrom i_p sicher standhalten. Die elektromagnetischen Kräfte pro Längeneinheit für parallel verlegte Leitungen lassen sich nach dem Lorentzgesetz und durch Superposition wie folgt berechnen:

$$\vec{F}_i'(t) = \frac{\mu_0}{2 \cdot \pi} \cdot \sum_{j=1, j \neq i}^{N-1} \frac{\vec{i}_i(t) \times (\vec{i}_j(t) \times \vec{s}_{ji})}{s_{ji}^2} \quad (2.56)$$

Wenn die Achse des Kabelsystems in Richtung der z-Achse verläuft, wird im kartesischen Koordinatensystem der längenbezogene Kraftvektor $\vec{F}'_i(t)$ durch seine skalaren x- und y-Komponenten beschrieben:

$$F'_{x,i}(t) = -\frac{\mu_0}{2 \cdot \pi} \sum_{j=1, j \neq i}^{N-1} i_i \cdot \cos(\omega t + \varphi_i) \cdot i_j \cdot \cos(\omega t + \varphi_j) \cdot \frac{(x_i - x_j)}{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2} \quad (2.57-a)$$

$$F'_{y,i}(t) = \frac{\mu_0}{2 \cdot \pi} \sum_{j=1, j \neq i}^{N-1} i_i \cdot \cos(\omega t + \varphi_i) \cdot i_j \cdot \cos(\omega t + \varphi_j) \cdot \frac{(y_i - y_j)}{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2} \quad (2.57-b)$$

Gl. (2.57) wird durch MODELS in ATP-EMTP implementiert, wobei die momentanen Ströme $i_i(t)$ und $i_j(t)$ vom elektrischen Modul eingegeben werden. Zur Demonstration des Submoduls werden die transienten elektromagnetischen Kräfte bei einem Kabelsystem im Tunnel untersucht. Eine Tunnelinstallation wird hier betrachtet, weil das Magnetfeld des Kurzschlussstroms im Tunnel aufgrund der Nähe zu den Kabeln extreme stoßartige Kurzschlusskräfte auf benachbarte Metallteile ausüben kann, so dass Personengefährdung besteht. Das mechanische Haltesystem im Tunnel muss zudem für sehr große Kurzschlusskräfte ausgelegt werden [79]. Das betrachtete Kabelsystem sei im Tunnel im Dreieck mit einem Abstand von 0,25 m verlegt. Simuliert wird ein generatornaher, dreipoliger Kurzschluss, der in Abb. 2.45 dargestellt ist. Die zeitlichen Schwingungen sowie die Phasenverschiebungen der x- und y-Komponenten von $\vec{F}'(t)$ während der Kurzschlussdauer lassen sich anschaulich durch Ortskurven wie in Abb. 2.46 illustrieren.

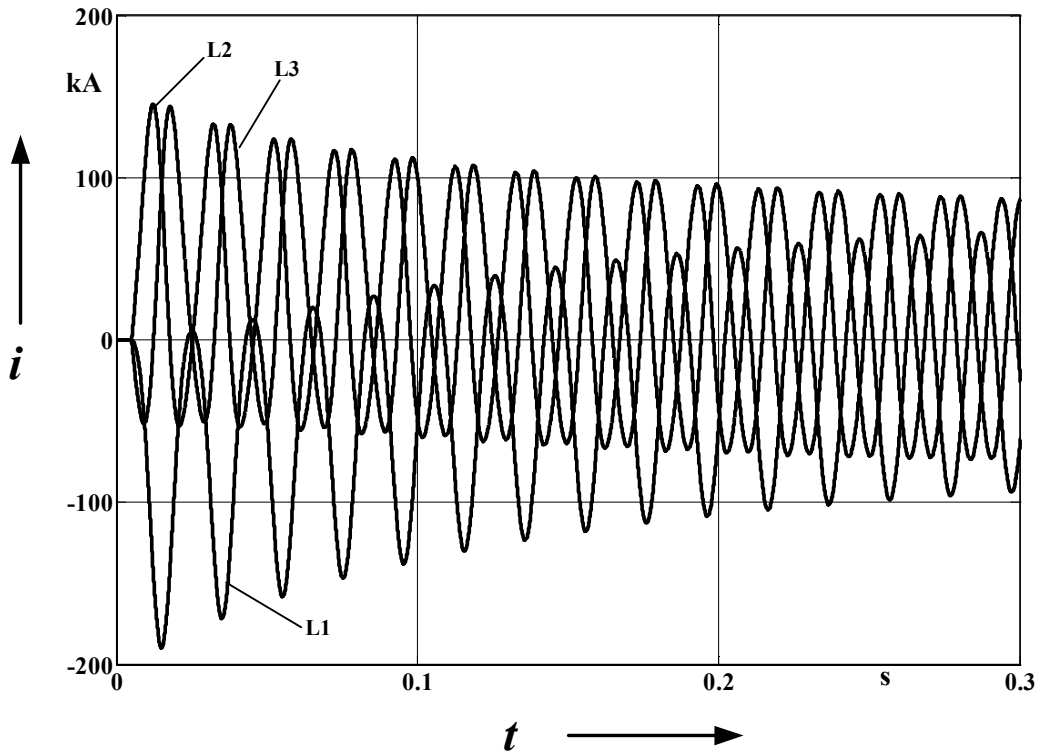


Abbildung 2.45: Leiterströme bei dreipoligem Kurzschluss

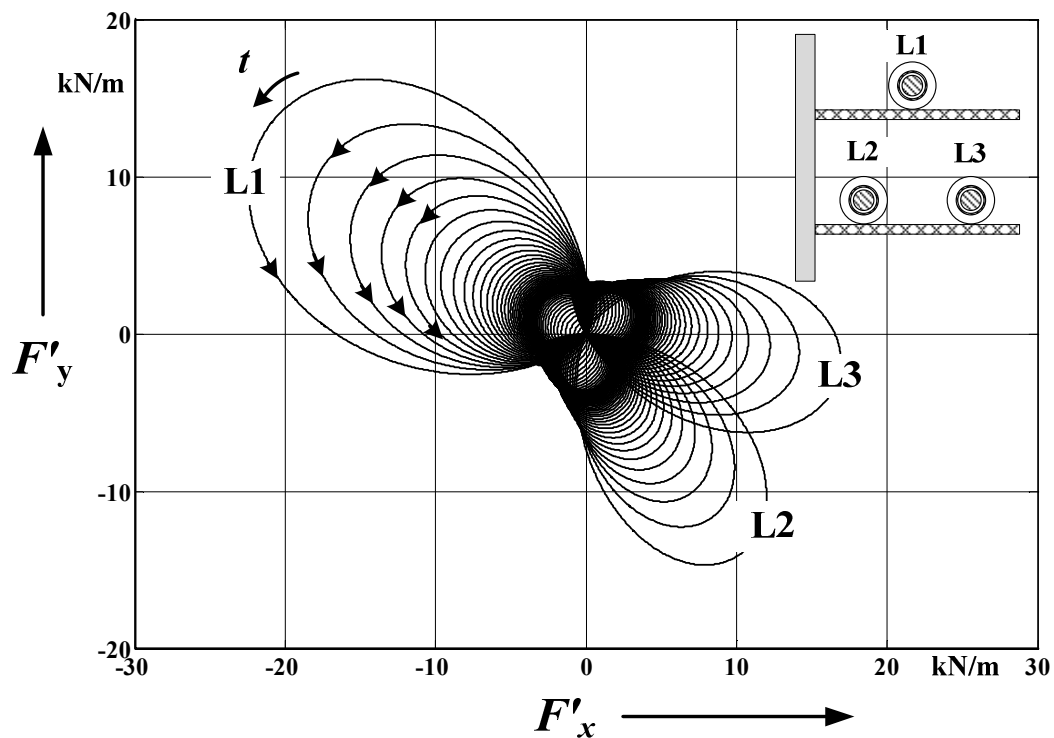


Abbildung 2.46: Ortskurven der elektromagnetischen Kraftbeläge bei einem generatornahen dreipoligen Kurzschluss

In [79] wird ein Lösungsansatz zur Reduzierung der mechanischen Kurzschlussbelastungen vorgeschlagen, in dem die Kabel mit dickwandigen Aluminiumrohren gekapselt werden, die in bestimmten Abständen miteinander elektrisch verbunden und geerdet werden („Power Tubes“). Die Aluminiumrohre führen induzierte Rückleiterströme, so dass die gesamten magnetischen Felder im Raum erheblich abgeschwächt werden. Die Auswirkung dieser geschlossenen Kapselung wird in Abb. 2.47 verdeutlicht: die Kurzschlusskräfte werden erheblich reduziert, so dass der Aufwand für die Befestigungssysteme gering bleiben kann und die Kabeladern bzw. die Rohre verhältnismäßig eng angeordnet werden dürfen, wodurch mehr Kabel in einem Tunnel untergebracht werden können.

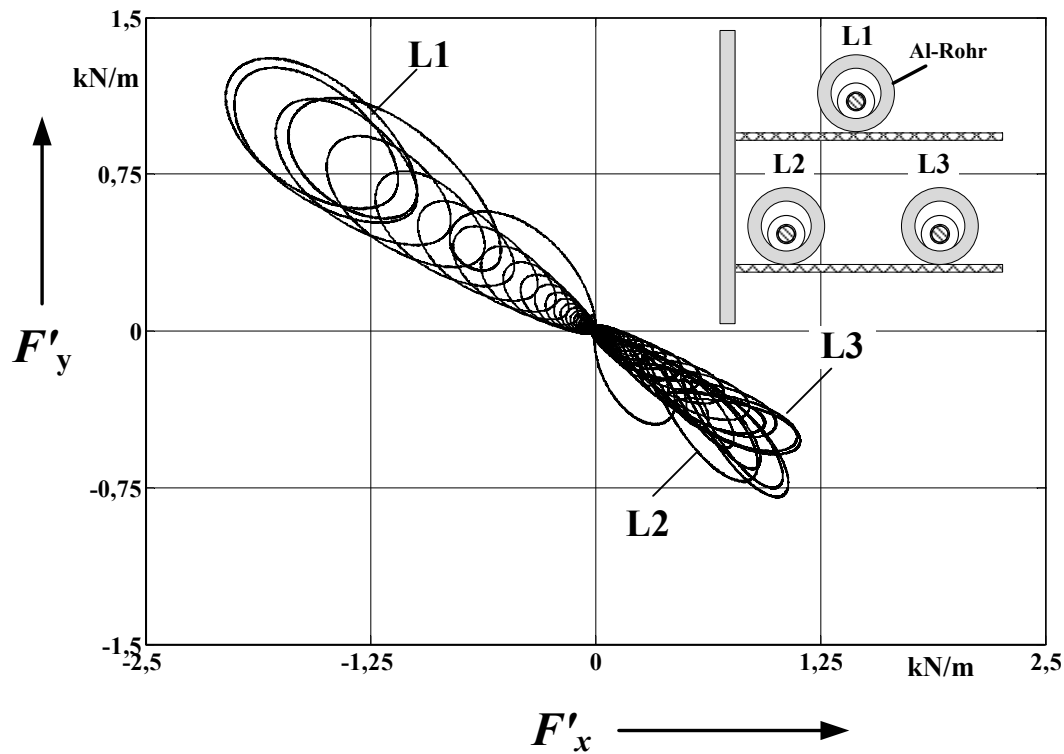


Abbildung 2.47: Ortskurven der elektromagnetischen Kraftbeläge bei einem generatornahen dreipoligen Kurzschluss bei Kapselung der Kabel in beidseitig geerdeten Aluminiumrohren (Wanddicke 10 mm)

2.3.4.2 Submodul zur Berechnung der thermischen Kurzschlussbelastungen

Zur Berechnung der thermischen Beanspruchung von Leitern und Schirmen durch den Kurzschlussstrom geht man vom thermisch äquivalenten Kurzschlussstrom I_{th} oder vom so genannten Joule-Integral aus. I_{th} ist der Effektivwert des Kurzschlussstroms über der gesamten Kurzschlussdauer T_k vom Zeitpunkt des Kurzschlusseintritts t_0 bis zur vollständigen Ausschaltung des Kurzschlussstroms mit der Definition:

$$I_{th}^2 = \frac{\int_{t_0}^{t_0 + T_k} i_k^2 dt}{T_k} \quad (2.58)$$

In Normen wird I_{th} durch den Anfangskurzschlussstrom und die Faktoren zur Berücksichtigung der Erwärmungseffekte durch Gleichstromanteil und Wechselstromanteil berechnet. Das thermische Submodul in ATP-EMTP kann hingegen die thermische Belastung nach Gl. (2.58) direkt auswerten. Die Berechnung der thermischen Belastbarkeit von Leitern und Schirmen im Kurzschlussfall basiert auf der IEC-Publikation 60949 [23] und wird einfach mit der Programmiersprache MODELS implementiert.

Als Beispiel zur Demonstration des Submoduls wird die thermische Beanspruchung eines Kabelschirms infolge eines einpoligen Kurzschlusses untersucht. Es handelt sich um einen

inneren Durchschlag zwischen Leiter und Schirm, so dass damit zu rechnen ist, dass der gesamte Kurzschlussstrom nur über die metallenen Aufbauelemente (Kupferdrähte und Aluminiumfolie) zurückfließen. Die Netzkenndaten sind schon im Abschnitt 2.3.1.3.2 definiert.

Der maximale Kurzschlussstrom hängt stark vom Zeitpunkt des Fehlereintritts ab. Mit Hilfe der Option von „Pocket Calculator Varies Parameters (PCVP)“ und „Statistic Switch“ in ATP-EMTP kann die gesuchte Größe sowohl deterministisch als auch statistisch ermittelt werden. Abb. 2.48 zeigt beispielsweise den thermisch äquivalenten Kurzschlussstrom als Funktion des Phasenwinkels des Kurzschlusseintrittes. Das Ergebnis dieses einfachen Beispiels ist dem Energietechniker bekannt, nämlich, dass der Kurzschlussstrom dann am größten wird, wenn die Spannung im Kurzschlussaugenblick gerade null ist. Dennoch lässt sich diese Option auch zur Analyse beliebig komplizierter Systemgestaltungen erweitern.

Falls die Eintrittszeit der maximalen thermischen Belastung bestimmt wurde, kann das Submodul den thermisch äquivalenten Kurzschlussstrom nach Gl. (2.58) bezüglich dieses Zeitpunktes und die entsprechende thermische Belastbarkeit als Funktion der Kurzschlussdauer berechnen (Abb. 2.49).

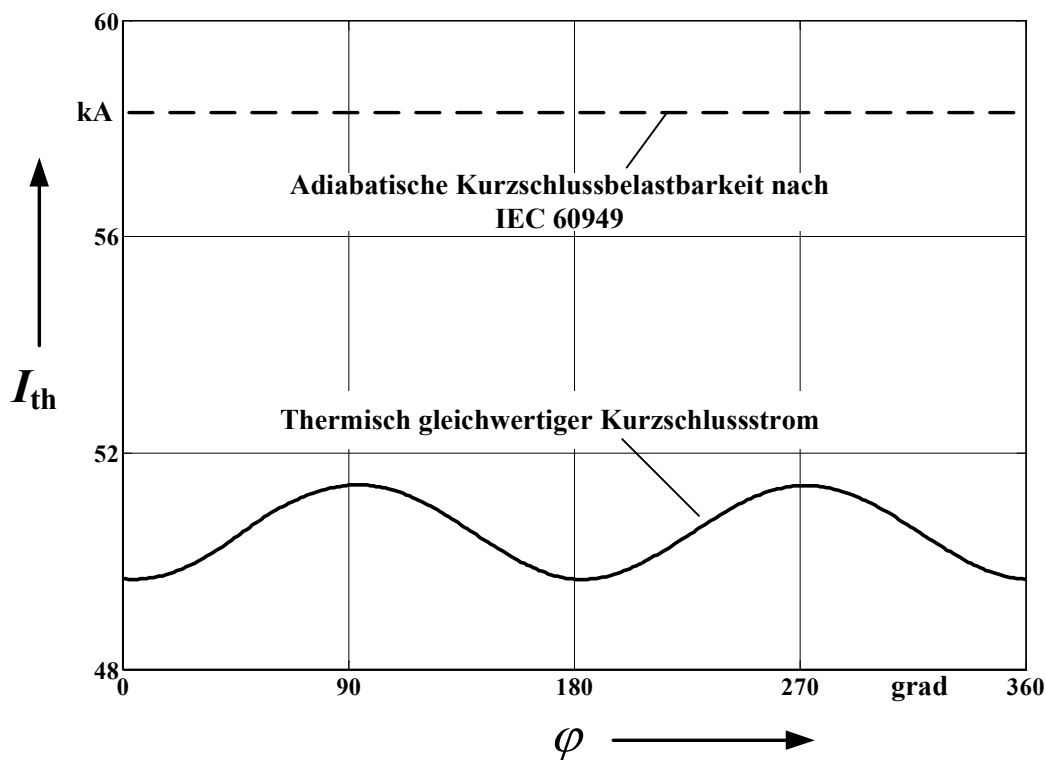


Abbildung 2.48: Thermische Kurzschlussbelastung des Kabelschirms infolge eines einpoligen Erdkurzschlusses als Funktion des Phasenwinkels des Fehlereintritts. Kurzschlussdauer: 0,5 s.

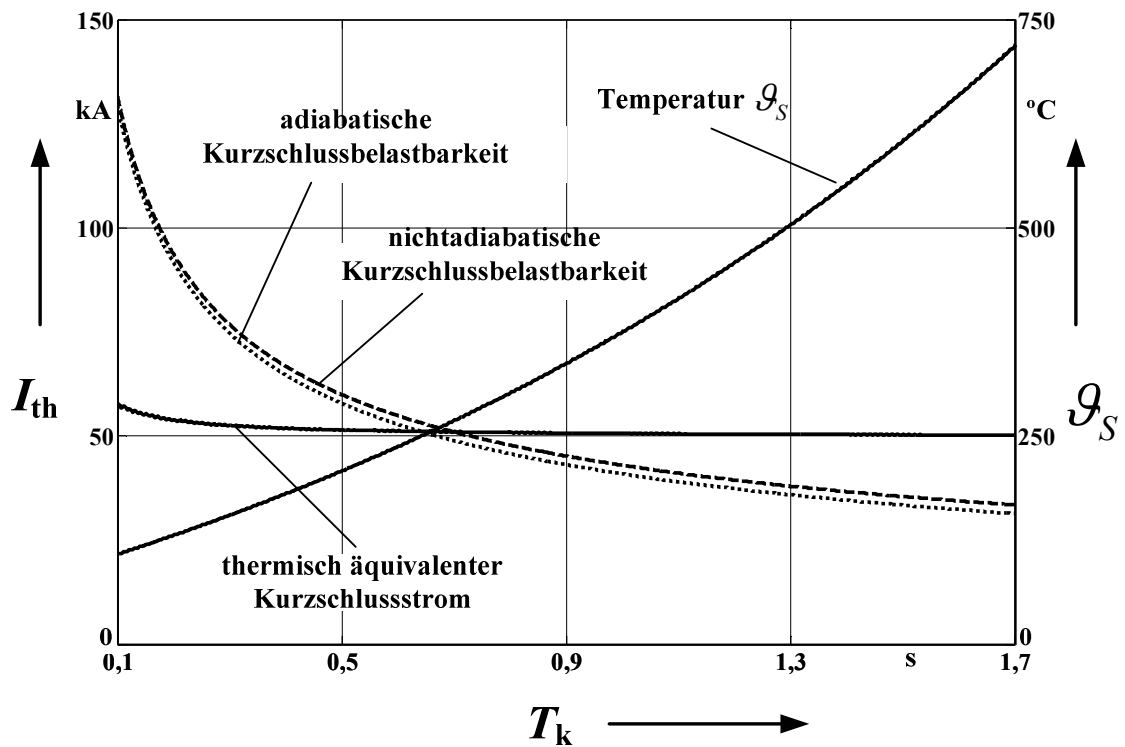


Abbildung 2.49: Thermische Kurzschlussbelastung und Belastbarkeit des Kabelschirms als Funktion der Kurzschlussdauer T_k .

2.4 Anwendungen bei Kombination der Analysemodule

In den vorangegangenen Abschnitten wurde die Implementierung der einzelnen Analysemodule in ATP-EMTP ausführlich vorgestellt. Die Prinzipdarstellung der Abb. 2.1 mit den detaillierten Ersatzschaltbildern, Formeln und Verknüpfungen kann nun durch integrierte Bauelementen in ATPDraw beispielsweise für die betrachtete 380-kV-VPE-Kabelanlage in Abb. 2.50 dargestellt werden. Die gewünschten Untersuchungen können nun einfach durch Verbindungen der jeweiligen Bauelemente durchgeführt werden.

Zur Demonstration der Leistungsfähigkeit jedes einzelnen Moduls wurden viele Anwendungsbeispiele bereits vorgeführt. Dieser Abschnitt soll weitere, fortgeschrittene Anwendungen mit Kombinationen der entwickelten Module, d.h. eine Kombination der unterschiedlichen physikalischen Vorgänge aufzeigen.

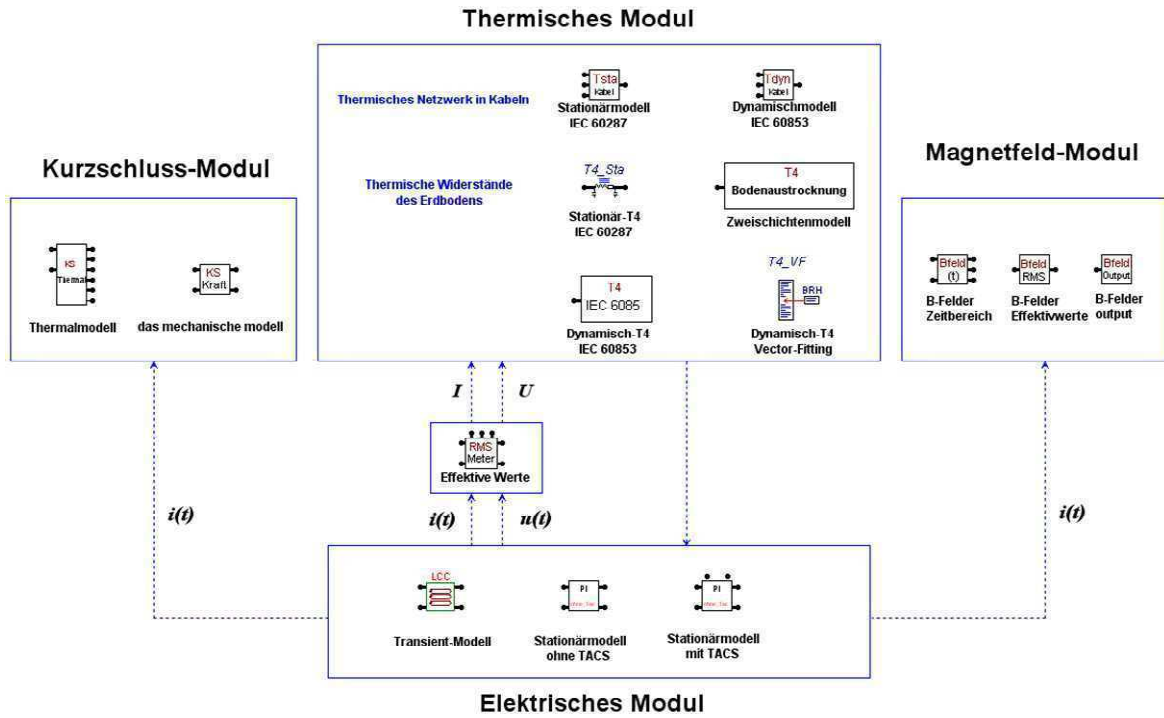


Abbildung 2.50: Grafische Implementierung der entwickelten Module in ATPDraw

2.4.1 Beispiel 1: Bestimmung des Schirmlängsstrom-Verlustfaktors λ'_1

Berechnungsformeln für die Mantel- und Schirmlängsstromverluste von Drehstromkabeln sind in IEC 60287 [21] für Einfachsystem zusammengefasst. Sie werden dort durch einen die Relation zu den Leiterverlusten angegebenden Faktor λ'_1 beschrieben. Die Ableitungen dieser analytischen Formeln sind in IEC 60287 nicht angegeben. Da es sich bei der Bestimmung von λ'_1 um ein elektrisch-thermisch gekoppeltes Problem handelt, wird sie als ein gutes Beispiel zur Verifikation der Leistungsfähigkeit der entwickelten Module sowie zur Überprüfung der Einschränkungen der IEC-Formeln hier betrachtet.

Abb. 2.51 zeigt den berechneten Faktor λ'_1 als Funktion des Achsabstandes bei Drehstrom-Einleiterkabeln in Flachverlegung mit beidseitiger Erdung der Mäntel, und zwar nach den IEC-Formeln (durchgezogene Linien) und nach ATP-EMTP (Strichlinien). Es ist ersichtlich, dass die Ergebnisse beider Methoden fast miteinander übereinstimmen. Die relative Abweichung ist kleiner als 2,5 %.

Bei einem Cross-Bonding der Schirme mit unterschiedlichen Unterabschnittlängen wird das System der induzierten Mantelspannungen längs eines Mantelpfades nicht mehr vollständig ausbalanciert. Die sich einstellenden, residualen Längsströme können nach IEC-60287 durch Wichtung der sich bei beidseitig geerdeten Mänteln ergebenden Längsströme mit Multiplikation eines Faktors F bestimmt werden:

$$F = \frac{p^2 + q^2 + 1 - p - p \cdot q - q}{(p + q + 1)^2} \quad (2.59)$$

wobei die drei Auskreuzungs-Unterabschnitte die Längen l_0 ; $p l_0$, $q l_0$ aufweisen. Für den Fall $p = 1$, ist λ'_1 als Funktion von q in Abb. 2.52 für das 380-kV-Kabelsystem in Flachverlegung dargestellt.

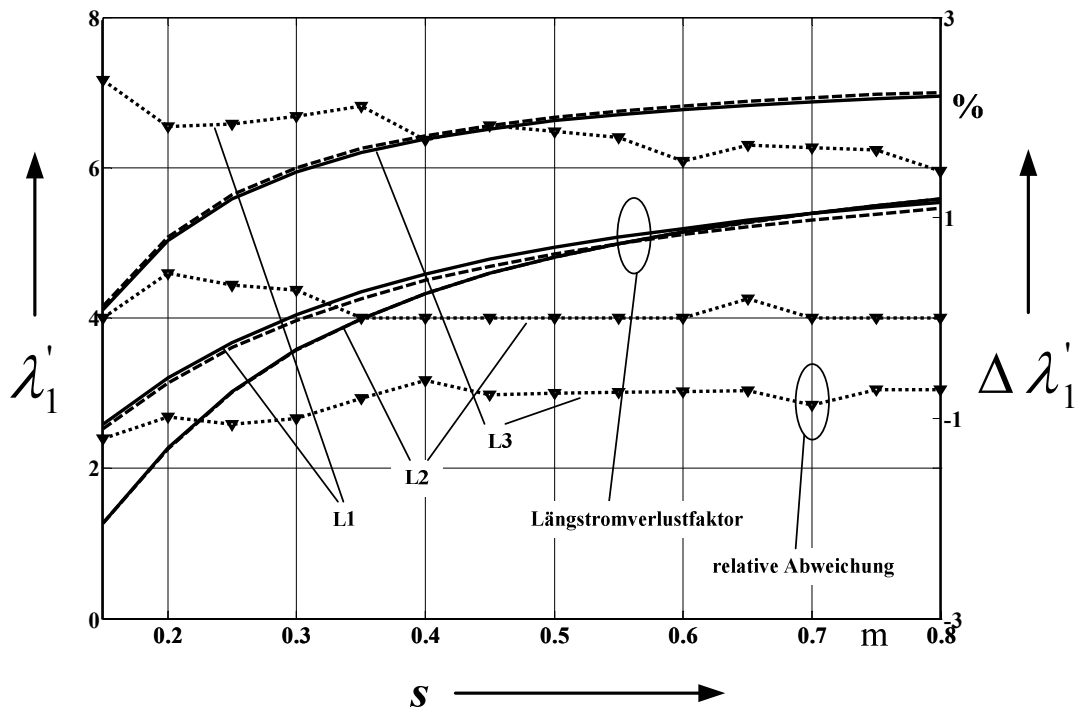


Abbildung 2.51: Bestimmung des Schirmlängsstrom-Verlustfaktors λ'_1 bei einem 380-kV-Einleiterkabelsystem. Flachverlegung (Achsabstand: 0,5 m und beidseitige Erdung der Mäntel). Durchgezogene Linien – IEC-Formeln. Strichlinien – ATP-EMTP

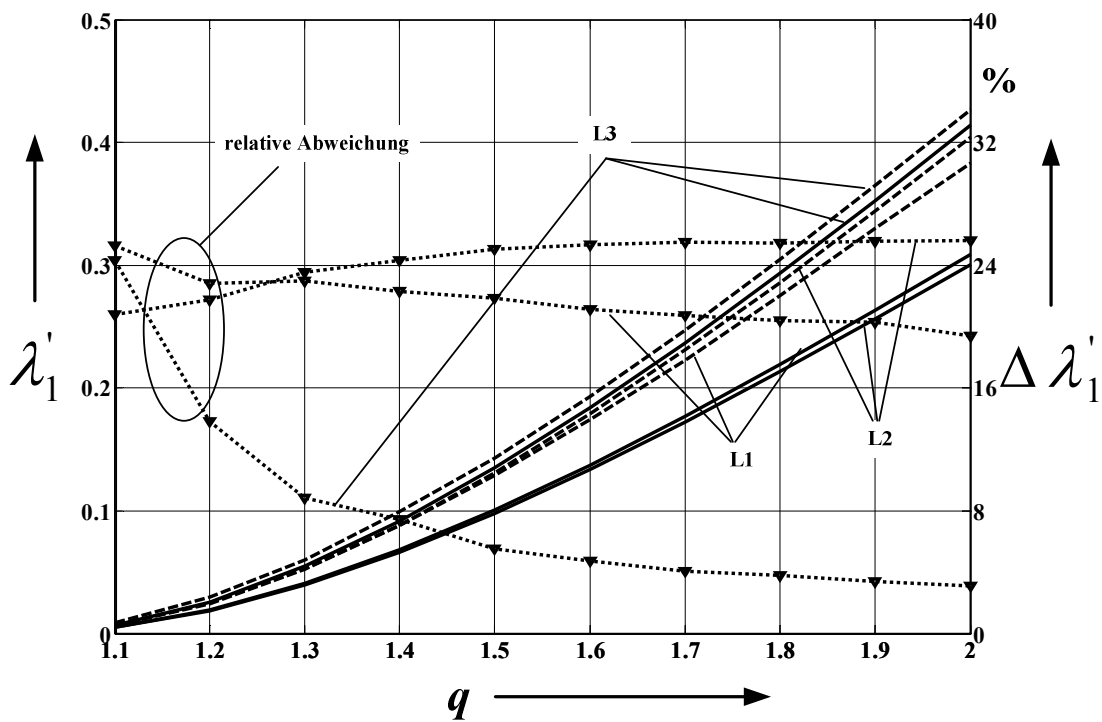


Abbildung 2.52: Bestimmung des Schirmlängsstrom-Verlustfaktors λ'_1 bei einem 380-kV-Einleiterkabelsystem. Flachverlegung (Achsabstand: 0,5 m) und Cross-Bonding mit unterschiedlich langen Unterabschnitten. Durchgezogene Linien – IEC-Formeln. Strichlinien – ATP-EMTP

Aus Abb. 2.52 erkennt man, dass die Ergebnisse nach den IEC-Formeln relativ stark – bei relativen Abweichungen von mehr als 25 % - von den Ergebnissen der entwickelten Module in ATP-EMTP abweichen. Zudem liegen sie für alle drei Kabeladern zu niedrig, d.h. auf der unsicheren Seite. Zur Verdeutlichung der Ursache dieser Abweichungen wird λ'_1 auch für Kabel in Dreieckverlegung sind in Abb.2.53 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die Abweichungen in diesem Fall sehr klein sind. Die Formeln in IEC-60287 sind daher offensichtlich aus einer symmetrischen Anordnung abgeleitet.

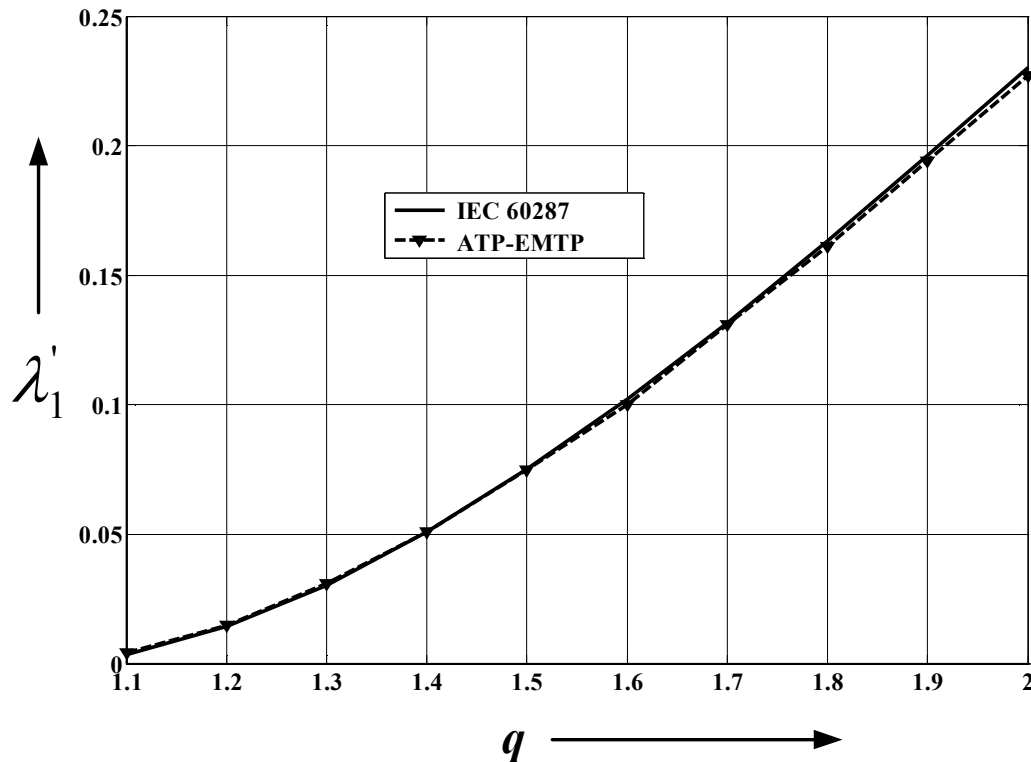


Abbildung 2.53: Bestimmung des Schirmlängsstrom-Verlustfaktors λ'_1 bei Einleiterkabeln. Dreiecksverlegung (Achsabstand: 0,25 m) und Cross-Bonding mit unterschiedlich langen Unterabschnitten ($p = 1$).

2.4.2 Beispiel 2: Ortsabhängige Temperaturen und Verlustleistungen bei langen Seekabeln

Drehstromseekabel werden heute typischerweise als Dreileiterkabel mit VPE-Isolierungen für Betriebsspannungen bis zu 245 kV gefertigt. Bei Übertragungsleistungen von bis zu etwa 500 MW über Entfernungen von bis zu 100 km und mehr werden dreiadrige Drehstromseekabel generell als die beste Übertragungstechnologie bewertet. Eine angemessene Einschätzung der Übertragungsverlustleistung ist grundsätzlich eine Voraussetzung für Wirtschaftlichkeitsanalysen. Bei langen Seekabeln ist jedoch die Berechnung der Verlustleistungen nach IEC-60287 aus folgenden Gründen nicht mehr zulässig:

- die elektrischen Größen wie Strom und Spannung sind entlang der langen Kabel sind nicht mehr gleichmäßig verteilt und

- diese Verteilungen sind von den Einspeisebedingungen, den Orten zur Blindleistungskompensationen sowie auch stark von der Schirm- bzw. Mantelbehandlung abhängig.

Zur Berücksichtigung dieser verteilten Effekte wurde in [80] ein Verfahren auf Basis der Lösung der Leitungsgleichungen entwickelt. Eine Anwendung dieses Verfahrens auf lange Kabelverbindungen mit speziellen Randbedingungen wie Blindleistungskompensationen und besondere Schirmbehandlungen ist jedoch schwer und aufwendig. Die entwickelten Analysemodule bieten jedoch die Möglichkeit einer allgemeineren Behandlung solcher Problemstellungen. In diesem Abschnitt werden die Verteilungen der elektrischen Größe unter verschiedenen Betriebsbedingungen für ein 100 km-langes 150 kV-VPE-Seekabel untersucht. Die Aufbaukenndaten sowie Verlegebedingungen des betrachteten Seekabels sind in Anhang II zusammengefasst.

Zur Veranschaulichung der Übertragungscharakteristiken bei langen Seekabeln werden im Folgenden drei Betriebsschaltungen (Abb. 2.54) betrachtet:

- Einspeisung vom Netz zu einem entfernten 100 MW-Verbraucher. Sowohl Wirkleistung als auch Blindleistung werden vom Netz eingespeist. Diese Schaltung entspricht einer Energieübertragung vom Festland zu einer Insel.
- Einspeisung einer 100 MW-Wirkleistung von einem Offshore-Windpark zum Netz. Die Blindleistung wird allein vom Netz her kompensiert und
- desgleichen wie in b) aber der Offshore-Windpark kann die Einspeise-Spannungen nach Lastsituation regeln und somit einen Beitrag zur Blindleistungskompensation leisten.

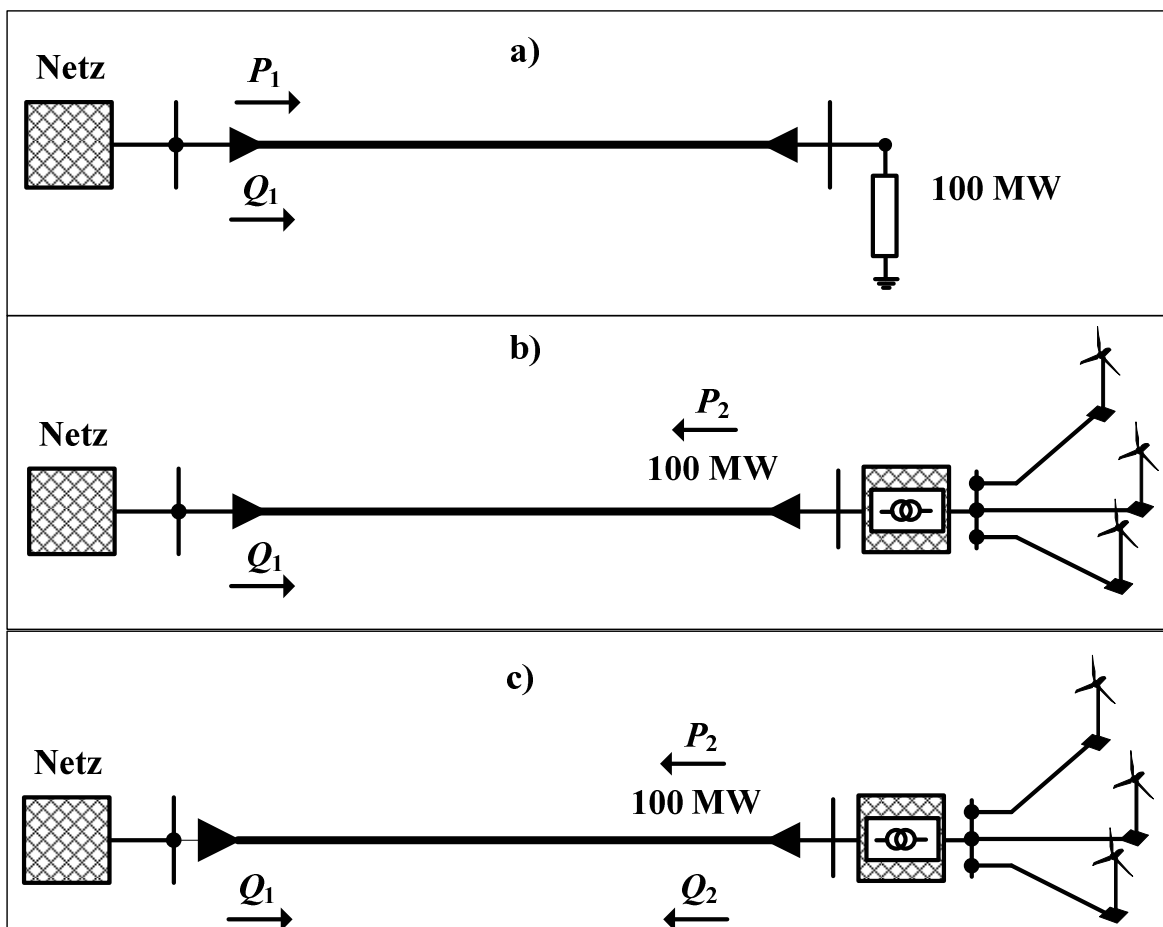


Abbildung 2.54: Betriebsschaltungen des 100 km-langen Seekabels

Wenn keine besonderen Schirm- bzw. Mantelbehandlungen vorgenommen werden, und die Metallmäntel beidseitig geerdet sind, ergeben sich die Leiter- sowie Mantelströme entlang der Kabelstrecke nach Abb. 2.55. Abb. 2.56 zeigt die daraus resultierenden Leitertemperaturen. Man erkennt deutlich die erwähnten ortabhängigen Übertragungscharakteristiken.

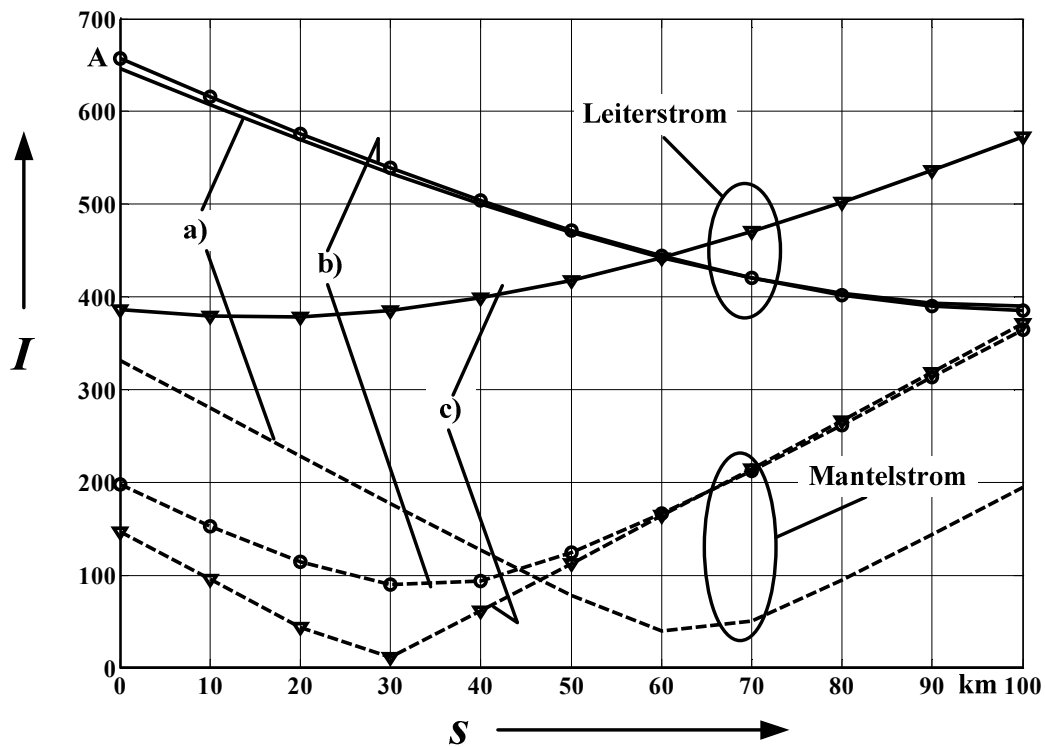


Abbildung 2.55: Stromverteilung entlang der Kabelstrecke.

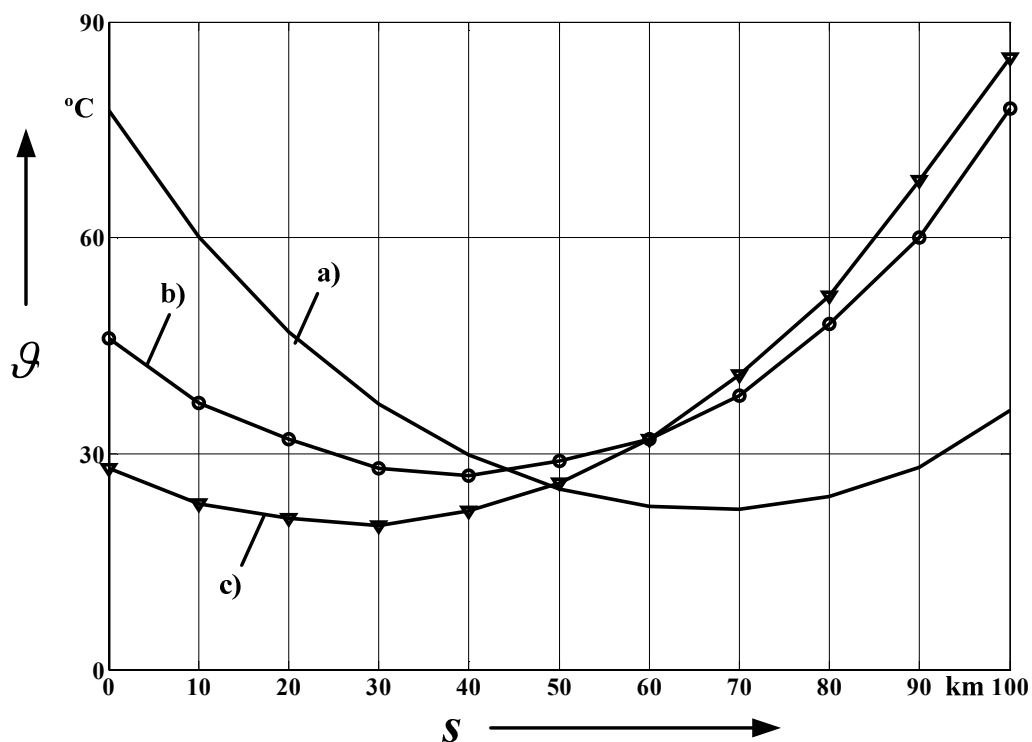


Abbildung 2.56: Leitertemperatur-Verteilungen entlang der Kabelstrecke

Abb.2.57 zeigt die Verteilung der Verlustleistungsbeläge (durchgezogene Linien) entlang der Kabelstrecke und die entsprechenden durchschnittlichen Verlustleistungsbeläge (Strichlinien). Es ist ersichtlich, dass die Übertragungsverlustleistung erheblich überschätzt werden kann, falls die ortabhängige Verteilung nicht berücksichtigt wird. So beträgt, z.B. für die Schaltung c) mit beidseitiger Blindleistungskompensation der Verlustleistungsbelag ca.163,3 W/m an der Einspeiseseite. Der durchschnittliche Verlustleistungsbelag ist hingegen nur 48 W/m.

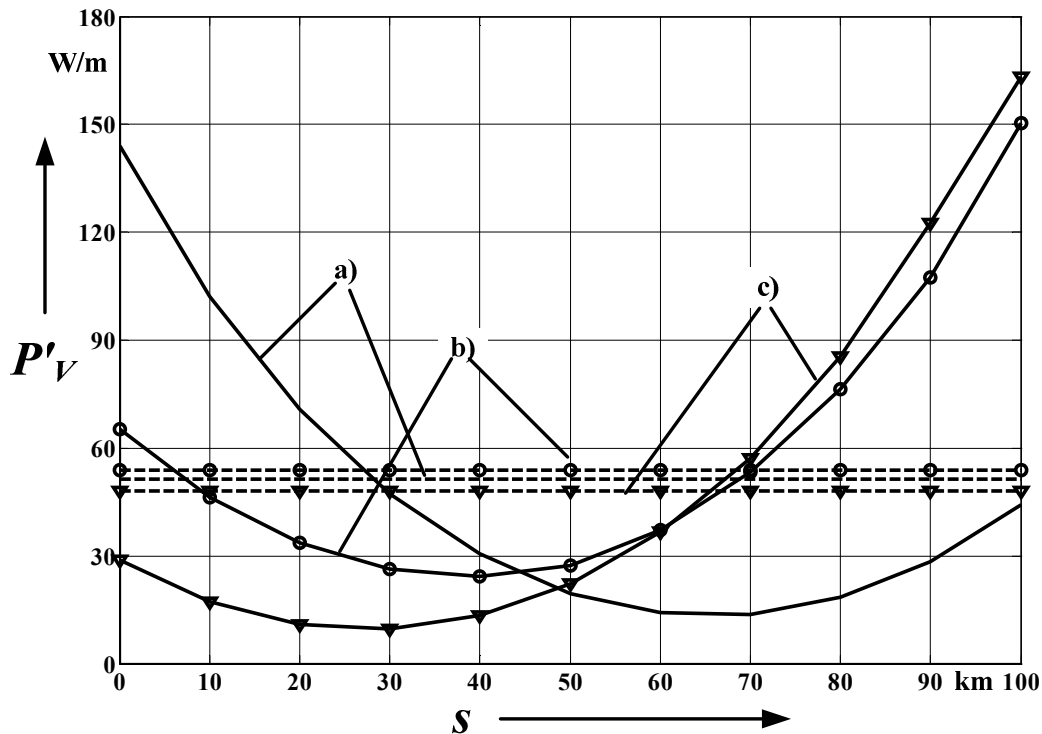


Abbildung 2.57: Verteilung der Verlustleistungsbeläge entlang der Kabelstrecke

Die in Abb. 2.57 dargestellten Verlustleistungsbeläge sind zum großen Teil durch ohmsche Mantelverluste verursacht. Die ortabhängigen Mantelströme (siehe Abb. 2.55) entstehen im Wesentlichen durch die kapazitiven Ladeströme, während in den IEC-Formeln nur induktive Ströme berücksichtigt sind. Zur Verringerung der Mantelverlustleistung durch die kapazitiven Ladeströme müssen besondere Schirm- bzw. Mantelbehandlungen vorgenommen werden. Eine Maßnahme ist das elektrische Kurzschließen der metallischen Mäntel und der Armierung nach einem bestimmten Abstand Δs . Abb. 2.58 zeigt die relative Verringerung der Verlustleistung als Funktion dieses Abstandes Δs . Man erkennt, dass der Verlustleistungsbelag mit abnehmendem Δs erst stark und dann langsamer bis auf 55 % reduziert wird. Die Mantelverluste durch die kapazitiven Ladeströme sind dann völlig unterdrückt. Die verbleibenden Mantelverluste kommen durch induktive Koppelung zustande, die man mit den IEC-Formeln ermitteln kann.

Eine noch günstigere Maßnahme ist der Einsatz von leitfähigen Kunststoffmänteln für die einzelnen Kabeladern. Aus elektrischer Sicht verhält sich diese Maßnahme wie ein kontinuierliches Kurzschließen der metallischen Mäntel und der Armierung mit Übergangswiderständen. Das Betriebsverhalten von langen Kabeln mit leitfähigen Kunststoffmänteln wird im Kapitel „Schirmbehandlung“ noch eingehend untersucht.

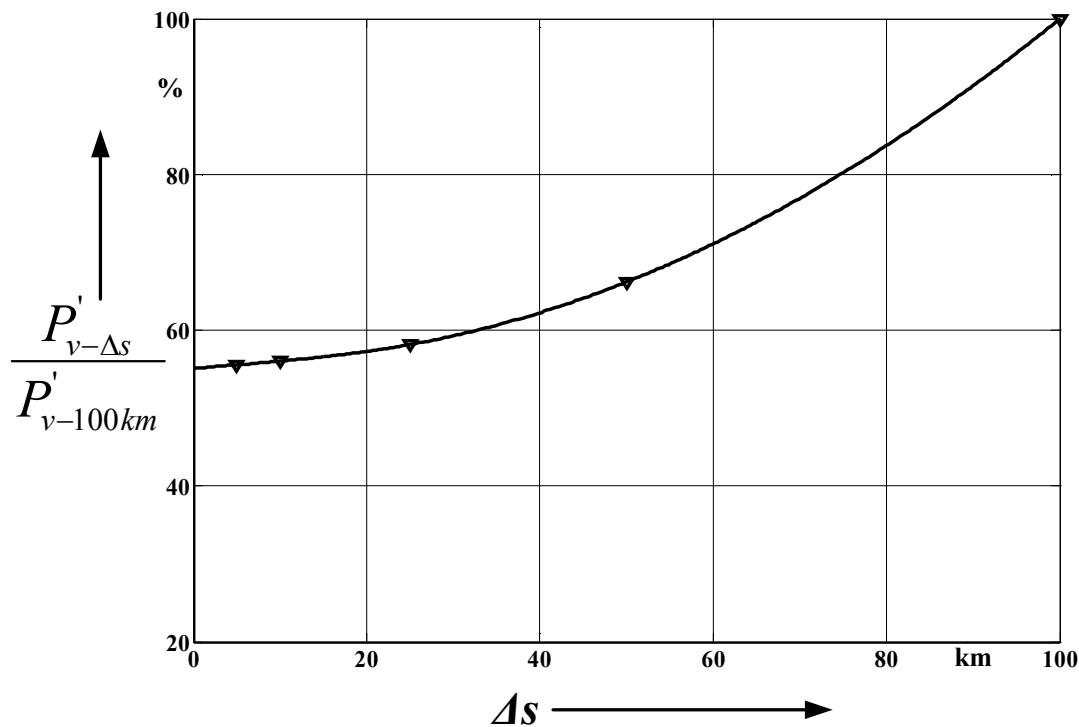


Abbildung 2.58: Verringerung des Verlustleistungsbelags eines 150-kV-Seekabels durch elektrische Verbindung der metallischen Mäntel und der Armierung in Abständen von Δs .

2.4.3 Beispiel 3: Magnetische und thermische Optimierung eines 380 kV-Kabel-Doppelsystems mit Kompensationsleitern

In diesem letzten Beispiel wird eine Kombination der entwickelten magnetischen und thermischen Module und des in ATPDraw integrierten Optimierungsverfahrens zur Magnetfeldreduzierung bei Drehstromeinleiterkabeln verwendet. Betrachtet wird im Folgenden das in [81] näher untersuchte 380-kV-Kabel-Doppelsystem, wie es in Abb. 2.59 dargestellt ist. Als Aufgabestellung soll das Doppelsystem eine Übertragung von 1500 MVA gewährleisten. In einer späteren Betriebssituation soll das Doppelsystem in der Lage sein, 2200 MVA als Höchstlast zu führen, wobei die Differenzleistung zu den durch die Kabelanlage gesicherten 1500 MVA durch zeitabhängige Belastbarkeitsreserven, durch parallele Leitungen und ggfs. durch Re-Dispatching im Netz gesichert ist. Der Belastungsgrad der Strecke, also der zeitlich Mittelwert des Stroms, betrage $m = 0,7$. Die Geometrie der Trasse ist in der Abb. 2.59 wiedergegeben. Es wird von einem partiell austrocknenden Kabelgraben (Umgebungstemperatur 15°C; Wärmeleitfähigkeit des feuchten Bodens 1,0 W/(K m) und des ausgetrockneten Bodens 0,4 W/(K m)) sowie einem thermisch stabilisierten Bereich (Wärmeleitfähigkeit 1,0 W/(K m)) ausgegangen. Die Kabelschirme sind ausgekreuzt.

Unter diesen Vorgaben werden sechs Referenz-380-kV-VPE-Kabeladern in einer Einebenen-Anordnung nach Abb. 2.59 erforderlich. Abb. 2.60 zeigt die berechneten Magnetfelder bei unterschiedlichen Phasenfolgen der beiden Drehstromsysteme. Das Doppelsystem bewirkt im Normalbetrieb während der Höchstlastphasen mit den Lastströmen von 2x1671 A direkt an der Erdoberfläche eine maximale magnetische

Induktion von $154,2 \mu\text{T}$ bei der symmetrischen Phasefolge L1-L2-L3-L3-L2-L1, $117,5 \mu\text{T}$ mit Verdrillung sowie $90,34 \mu\text{T}$ ohne Verdrillung bei der Phasefolge L1-L2-L3-L1-L2-L2.

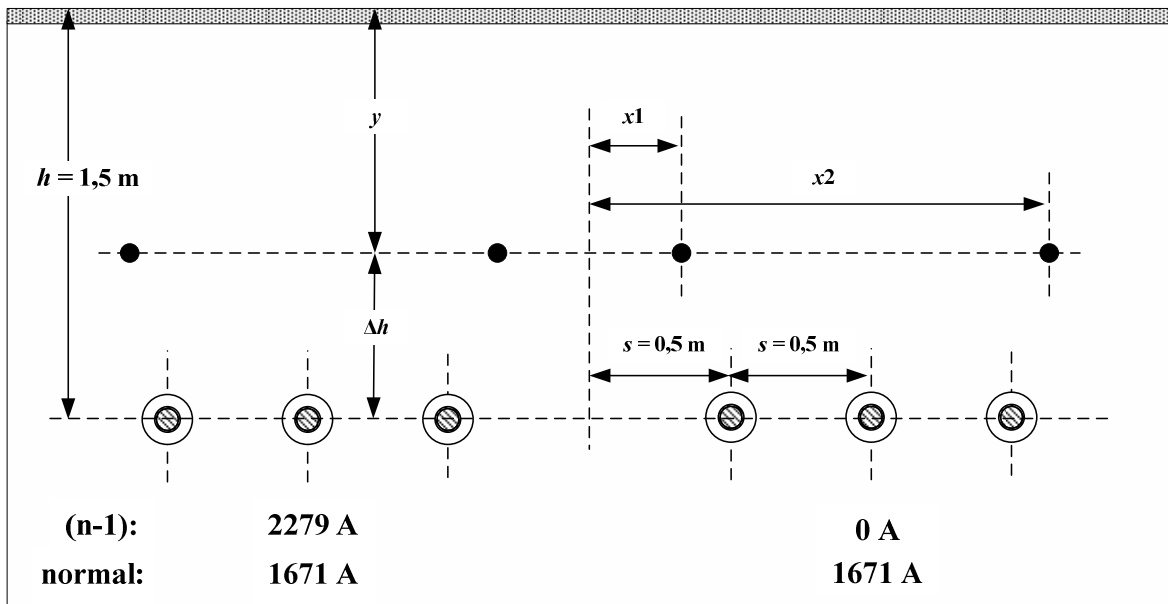


Abbildung 2.59: 380 kV-VPE-Kabel-Doppelsystem mit vier Kompensationsleitern
Normalbetrieb mit maximalen Lastströmen von jeweils 1671 A (2200 MVA); (n-1)-Betrieb mit $1 \cdot 2279 \text{ A}$ (1500 MVA)

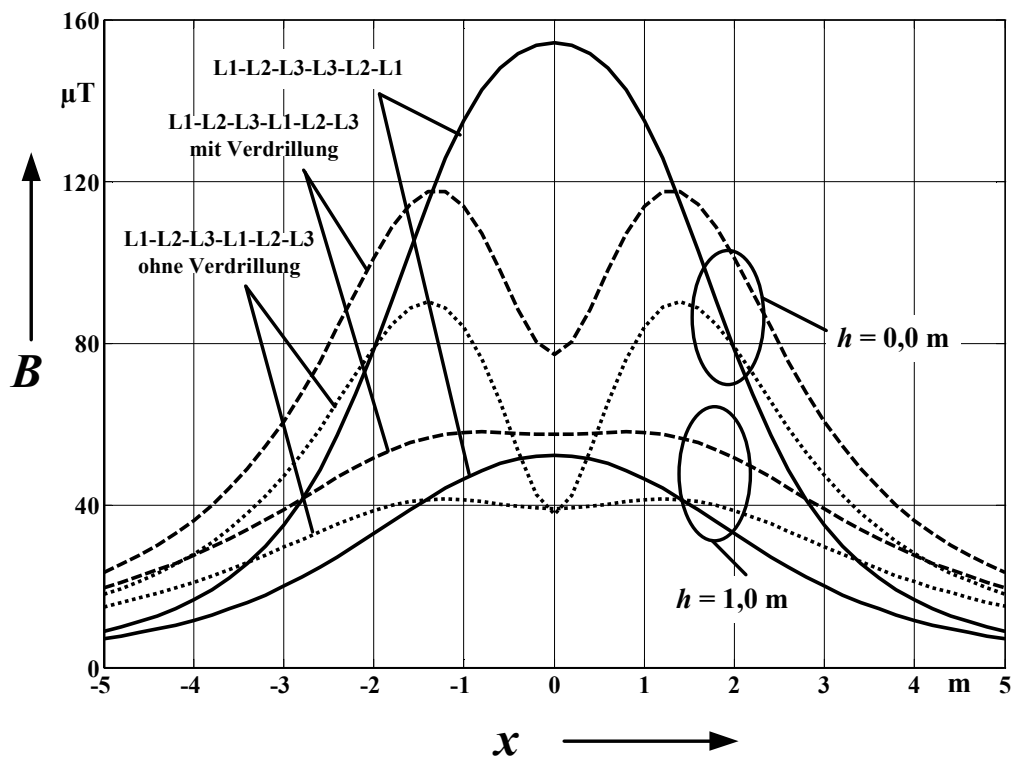


Abbildung 2.60: Magnetfelder des 380 kV-VPE-Kabel-Doppelsystems. Ohne Verlegung von Kompensationsleitern.

Um die Magnetfelder unter den gesetzlichen Grenzwert von $100 \mu\text{T}$ zu reduzieren, wurde in [81] eine Untersuchung mit Hilfe von vier Kompensationsleitern in optimierter

Anordnung für die Phasenfolge L1-L2-L3-L1-L2-L3 mit Verdrillung vorgenommen. Im Folgenden wird die optimierte Anordnung von vier Kompensationsleitern für die symmetrische Phasenfolge L1-L2-L3-L3-L2-L1 gesucht.

Die Vorgehensweise zur Optimierung lässt sich wie folgt beschreiben [81]:

- i. Für jeden Abstand Δh (Abb.2.59) wird die Lage der Kompensationsleiter, in diesem Beispiel die Variablen x_1 und x_2 , optimiert. Zielfunktion dieses Suchalgorithmus ist die Minimierung der größten auftretenden magnetischen Induktion.
- ii. Anschließend wird bei Beibehaltung der Leiterpositionen und des Gesamt-Leiterquerschnitts die Minimierung der thermischen Beeinflussung des zu schirmenden Kabelsystems als zusätzliche Zielfunktion berücksichtigt.
- iii. Als letzter Schritt werden bei Beibehaltung der Geometrie (Δh , x_1 und x_2) die günstigen Querschnitte sowie das Material der Kompensationsleiter gesucht und anschließend ihre Funktion nachgeprüft.

Nach den ersten zwei Schritten lassen sich der maximale Schirmfaktor, die maximale Kabelerwärmung sowie der zusätzliche Verlustleistungsbelag als Funktion von Δh wie in Abb.2.61 darstellen.

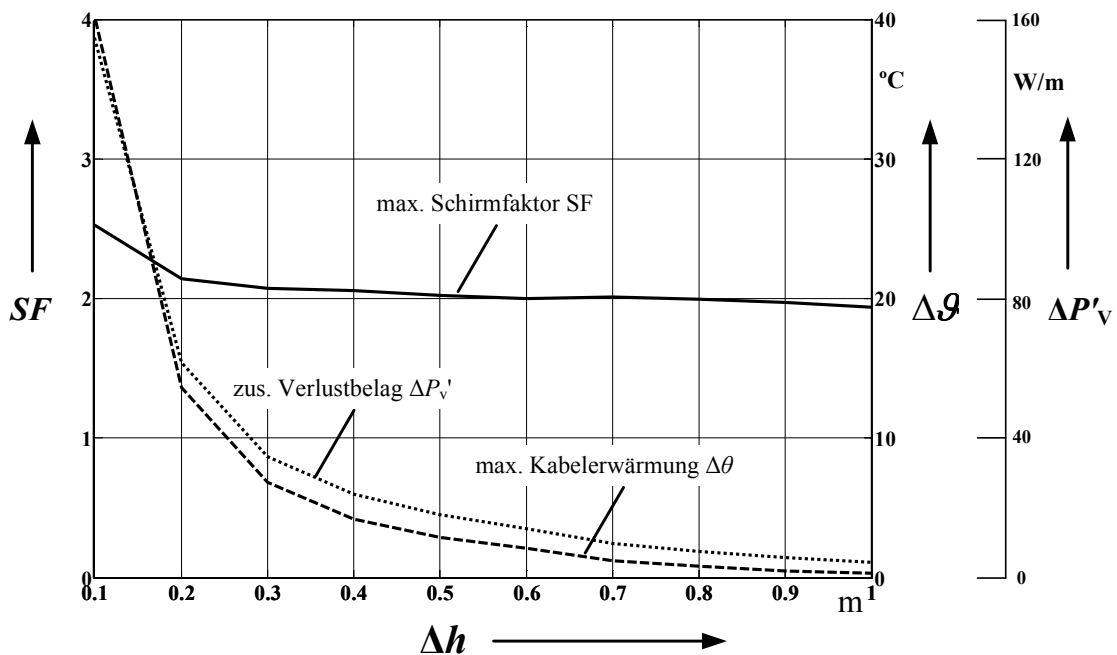


Abbildung 2.61: Maximaler Schirmfaktor SF, zusätzlicher Verlustbelag $\Delta P'_v$ und maximale zusätzliche Kabelerwärmung $\Delta \theta$ von vier in einer Ebene um Δh oberhalb des Kabelsystems liegenden vier Kompensationsleitern gleichen Querschnitts (Kupfer, $4 \cdot 300 \text{ mm}^2$)

Wird beispielsweise verlangt, dass der Verlustbelag des Kompensationsleitersystems nicht wesentlich größer als 10 W/m und die zusätzliche Kabelerwärmung nicht wesentlich größer als 1 K sein soll, was einer Belastbarkeitsminderung von weniger als $0,7 \%$ entspricht, so bietet sich eine Geometrie - $\Delta h = 1 \text{ m}$, $x_1 = 0,293 \text{ m}$ und $x_2 = 1,995 \text{ m}$ - als wenig aufwendige Lösung an: hiernach sind vier 1-kV-VPE-Kabel mit einem

Kupferleiterquerschnitt von jeweils 300 mm^2 (Gesamtleiterquerschnitt 1200 mm^2) um 1 m oberhalb der Kabelsysteme zu verlegen, um folgende Größen zu gewährleisten:

- maximale Induktion (Erdoberfläche) bei Höchstlast im Normalbetrieb: $79,5 \text{ } \mu\text{T}$,
- zusätzliche Kabelerwärmung: $0,3 \text{ K}$ und
- zusätzlicher Verlustbelag des Kompensationsleitersystems: $4,4 \text{ W/m}$

Diese Option wird weiter mit Aluminiumleitern sowie für den Störfall nachgeprüft. Die Ergebnisse sind in Abb. 2.62 gegenübergestellt. Es ist zu entnehmen, dass mit optimierter Anordnung von Kompensationsleitern in keinen stationären Betriebssituationen der gesetzliche Grenzwert von $100 \text{ } \mu\text{T}$ überschritten wird.

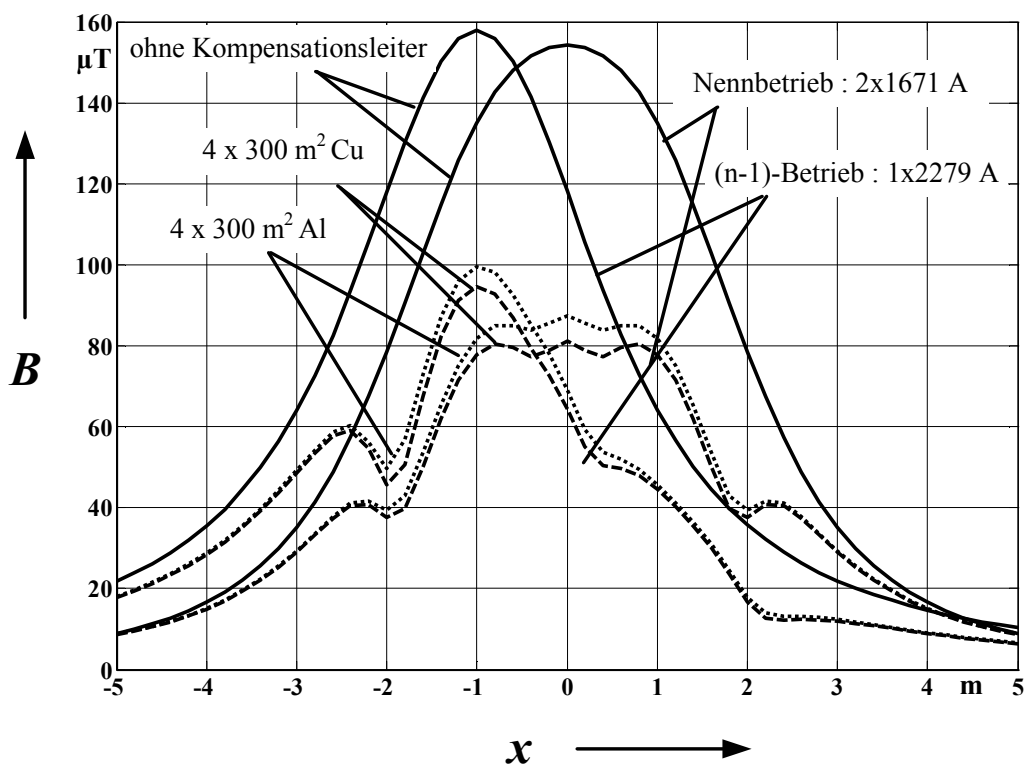


Abbildung 2.62: Magnetfeldreduzierung des 380-kV-VPE-Kabel-Doppelsystems mit Hilfe von Kompensationsleitern in optimierter Anordnung.

3. Übertragungsverhalten von langen Drehstromkabeln

Zumeist wurden Drehstromkabel bislang nur auf relativ kurzen Strecken eingesetzt. Da sich aber Tendenzen abzeichnen, wonach die Übertragungsentfernungen von Drehstromkabeln spürbar größer werden können, erhebt sich die Frage, welche Übertragungsgrenzen Drehstromkabel bei größeren Distanzen aufweisen können. Die maximal erzielbaren Übertragungskapazitäten und die technischen Begrenzungsfaktoren bei langen Verkabelungen sowie bei Zwischenverkabelungen werden in diesem Kapitel eingehend untersucht. Dann wird schließlich auf die Eingriffsmöglichkeiten zur Verbesserung des Übertragungsverhaltens eingegangen.

3.1 Übertragungsverhalten von homogenen Drehstromkabeln

Der Betrieb von Drehstromkabeln muss aufgrund ihrer begrenzten thermischen Grenzleistung normalerweise, bis auf eine in Ausnahmefällen eingesetzten Zwangskühlung, spürbar unterhalb ihrer natürlichen Leistung erfolgen [3]. Demzufolge verhalten sich die Kabel in allen Betriebszuständen stark kapazitiv. Die von langen Kabeln generierten hohen Ladeströme können einerseits den Spannungsfall längs der Übertragungsstrecke unzulässig verändern und andererseits die begrenzten thermischen Belastbarkeiten weiter ausschöpfen. Ähnlich wie bei Freileitungen werden die Übertragungsentfernungen und die übertragbaren Leistungen von Drehstromkabeln hauptsächlich durch die folgenden drei Faktoren begrenzt:

- Thermische Belastbarkeiten,
- Spannungsfall,
- Phasenwinkel zwischen den Spannungen am Ende und am Anfang der Leitung (Stabilitätswinkel).

Die Auswirkungen der einzelnen Grenzen können je nach Betriebsspannung deutlich unterschiedlich sein. Zur Verdeutlichung ihrer Einflüsse werden vier VPE-Kabelsysteme mit Nennspannungen von 500 kV, 400 kV, 220 kV und 132 kV betrachtet. Die elektrischen Kenndaten sind von Kabelherstellern angegeben [82] und in der Tabelle. 3.1 zusammengefasst.

Kabel	U_n [kV]	f_n [Hz]	$A(\text{Kupfer})$ [mm ²]	$R'_1 + jX'_1$ [Ω/km]	C'_1 [nF/km]	P_{nat} [MVA]	S_{th} [MVA]
1	500	50	2500	0,011+j0,147	202	5180	1062
2	400	50	2500	0,011+j0,147	226	3506	893
3	220	50	2500	0,011+j0,147	294	1210	536
4	132	50	2500	0,011+j0,147	402	509	331

Tabelle.3.1: Elektrische Kenndaten (Mitsystem) der untersuchten Kabelsysteme

a) Thermische Belastbarkeiten

Zur Beschreibung der thermischen Grenze verwendet man häufig den Begriff „thermisch kritische Länge“. Sie besagt, dass eine physikalische Grenze der Übertragungslänge bei einem unkompensierten Kabel dadurch gegeben ist, dass der von dem Kabel zusätzlich zum Wirkstrom aufgenommene kapazitive Ladestrom eine Belastbarkeitsminderung („derating“) herbeiführt. Für den Extremfall, dass der Ladestrom des leer laufenden Kabels dem thermischen Grenzstrom entspricht, lässt sich die thermisch kritische Länge wie folgt definieren:

$$l_{kri} = \frac{1}{\gamma} \cdot \sinh^{-1} \left(\frac{I_{th} \cdot Z_w}{U_2} \right) \quad (3.1)$$

wobei:

- γ Ausbreitungskonstante
- I_{th} thermische Strombelastbarkeit
- Z_w Wellenwiderstand
- U_2 Spannung des leer laufenden Kabelendes

Die thermisch kritische Länge als Funktion von der thermischen Strombelastbarkeit ist für die in Tabelle. 3.1 gegebenen Kabelsysteme in Abb. 3.1 dargestellt.

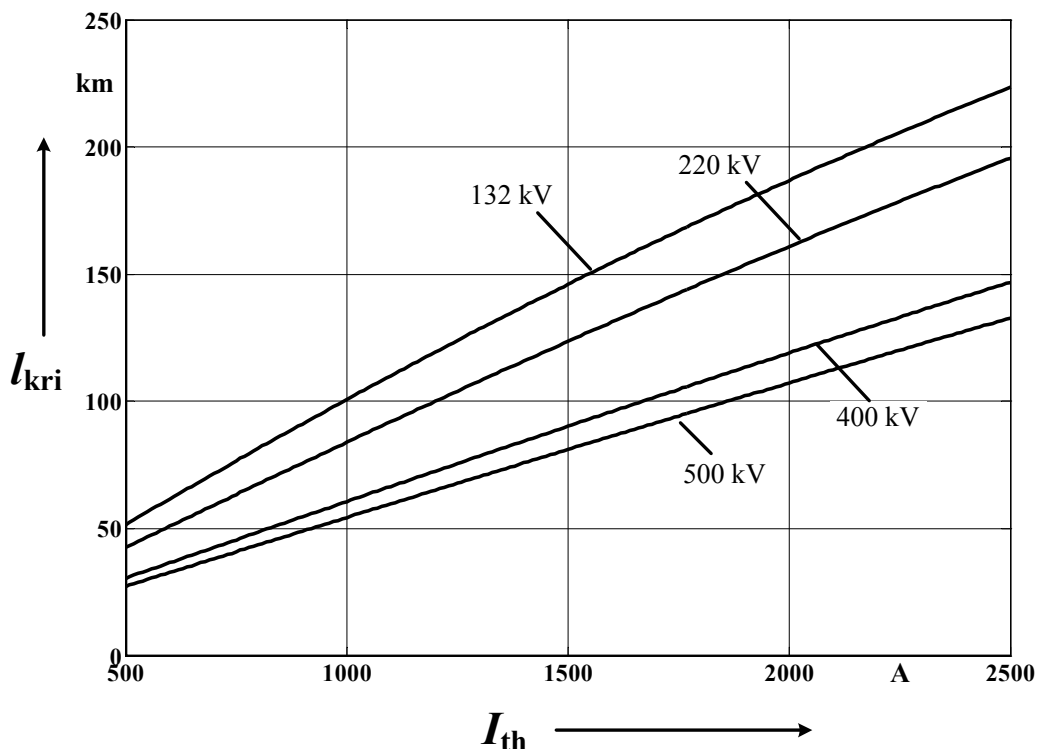


Abbildung 3.1: Thermisch kritische Länge von unkompensierten Drehstromkabeln als Funktion der Strombelastbarkeiten

b) Spannungsfall

Bei Betrieb langer Leitungen ergeben sich längs der Übertragungsstrecke Veränderungen der Spannungsamplituden, welche eine Begrenzung des Übertragungsvermögens darstellen, da an den Enden des Übertragungssystems nur geringe Abweichungen, beispielsweise um 10% von der Nennspannung, toleriert werden dürfen.

c) Grenze des Stabilitätswinkels

Wenn Ströme über die Induktivitäten der Leitungen fließen, entstehen Phasenwinkeldifferenzen zwischen den Eingangs- und Ausgangsspannungen. Diese Phasenwinkeldifferenzen dürfen eine bestimmte Größe nicht überschreiten, ansonsten könnte die statische Netzstabilität gestört werden.

Um das Zusammenwirken dieser drei Faktoren auf die Übertragungsverhältnisse von langen homogenen Kabelsystemen zu veranschaulichen, werden im Folgenden die maximal übertragbaren Wirkleistungen als Funktion der Systemlängen untersucht. Die folgenden Betrachtungen beschränken sich auf elektrische Verhältnisse nur auf Leitungen. Es werden daher nur die unmittelbar mit dem Kabel verknüpften Begrenzungsgrößen betrachtet. Auf die von anderen Betriebsmitteln geforderten Begrenzungen wird nachher eingegangen. In Anlehnung an die Untersuchungsmethode in [83], [84] werden folgende Grenzen definiert:

- Grenze 1: Die Verbraucherbelastung am Kabelende \underline{I}_2 darf die thermische Strombelastbarkeit nicht überschreiten.
- Grenze 2: Der Einspeisestrom am Kabelanfang \underline{I}_1 darf die thermische Strombelastbarkeit nicht überschreiten.
- Grenze 3: Der Betrag der Einspeisespannung am Kabelanfang \underline{U}_1 darf höchstens um 10% niedriger als die Verbraucherspannung sein.
- Grenze 4: Der Betrag der Einspeisespannung am Kabelanfang \underline{U}_1 darf höchstens um 10% größer als die Verbraucherspannung sein.
- Grenze 5: Der Phasenwinkel der Einspeisespannung am Kabelanfang \underline{U}_1 darf höchstens um 30° gegenüber der Verbraucherspannung \underline{U}_2 gedreht sein.

Die Verbraucherspannung \underline{U}_2 ist als Referenz mit einer starren Nennspannung bzw. einer Phasennulllage angenommen. Der Verbraucher-Phasenwinkel φ darf zwischen -15° (kapazitiv) und $+30^\circ$ (induktiv) schwanken. In Abb. 3.2 bis Abb. 3.5 sind die Ergebnisse für die in Tabelle. 3.1 angegebenen vier VPE-Kabelsysteme gegenübergestellt. Die gestrichelt dargestellten Kennlinien beschreiben jede einzelne Begrenzungsgröße. Die durchgezogenen Kennlinien umreißen den ausnutzbaren Übertragungsbereich. Aus diesen Ergebnissen können folgende Aussagen abgelesen werden:

- Die zulässigen Längen von 400 kV- und 500 kV-Kabelsystemen sind nur durch ihre Strombelastbarkeiten begrenzt. So führen Spannungsfälle entlang der Kabel erst ab Verbindungslängen von mehr als etwa 130 km zu einem Absinken der Spannung am Anfang auf unter 90%. Wegen der großen kapazitiven Ladeleistung treten Grenze 4 und Grenze 5 bei den betrachteten Entfernungen nicht auf.

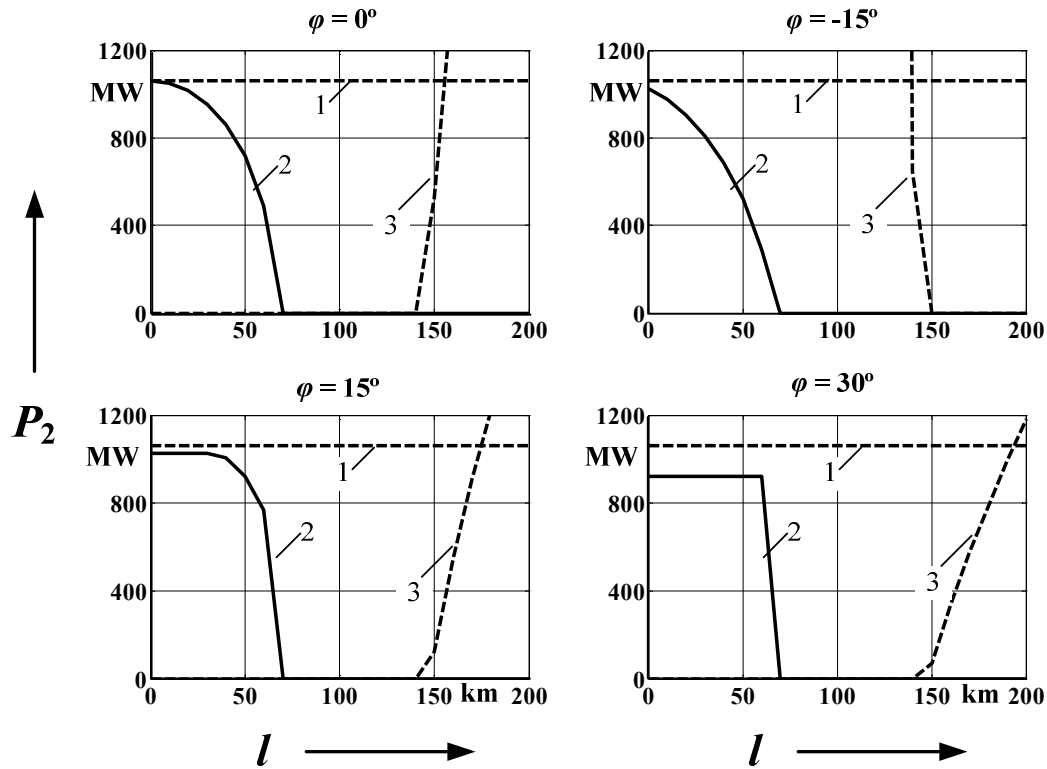


Abbildung 3.2: Höchstzulässige Übertragungswirkleistungen eines 500-kV-VPE-Kabelsystems (Standarddesign) in Abhängigkeit von Systemlänge und Verbraucher-Phasenwinkel. Parameter: definierte Grenzen (s. Text)

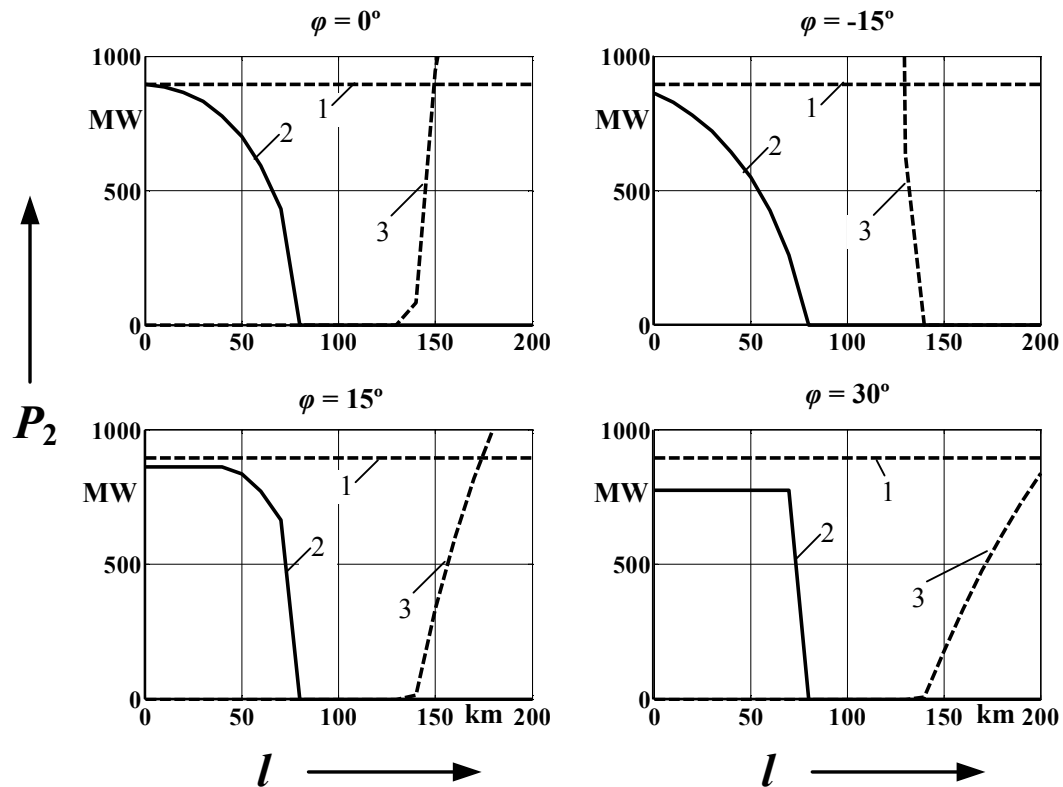


Abbildung 3.3: Höchstzulässige Übertragungswirkleistungen eines 400-kV-VPE-Kabelsystems (Standarddesign) in Abhängigkeit von Systemlänge und Verbraucher-Phasenwinkel. Parameter: definierte Grenzen (s. Text)

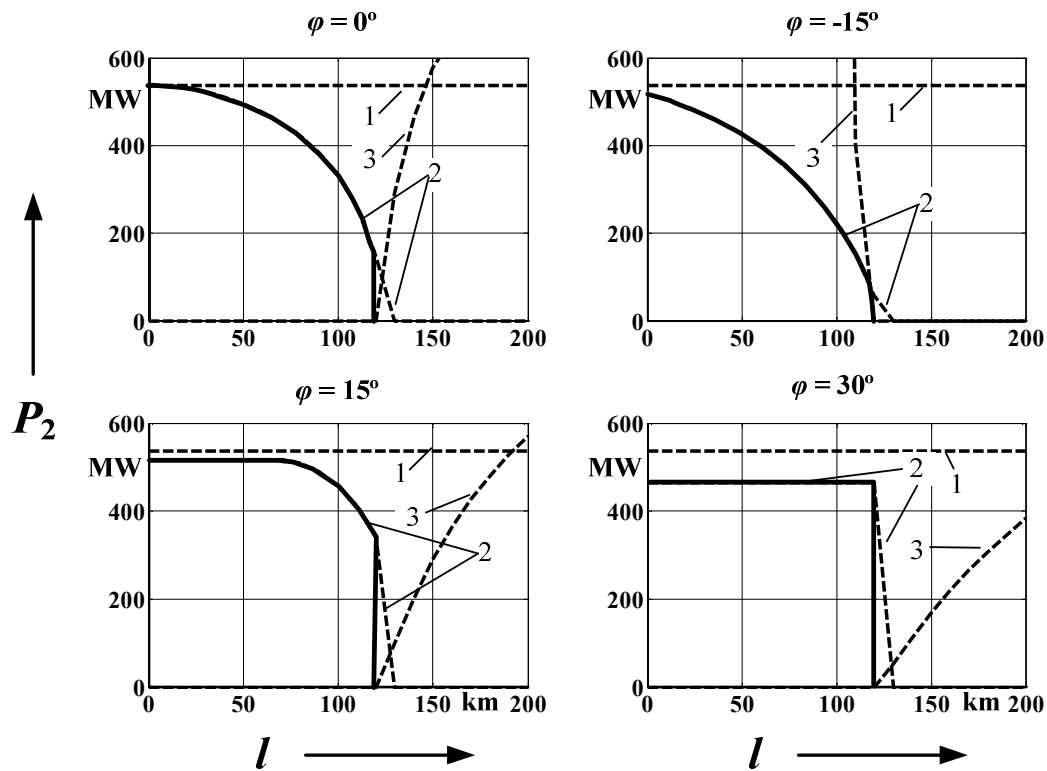


Abbildung 3.4: Höchstzulässige Übertragungswirkleistungen eines 220-kV-VPE-Kabelsystems (Standarddesign) in Abhängigkeit von Systemlänge und Verbraucher-Phasenwinkel. Parameter: definierte Grenzen (s. Text)

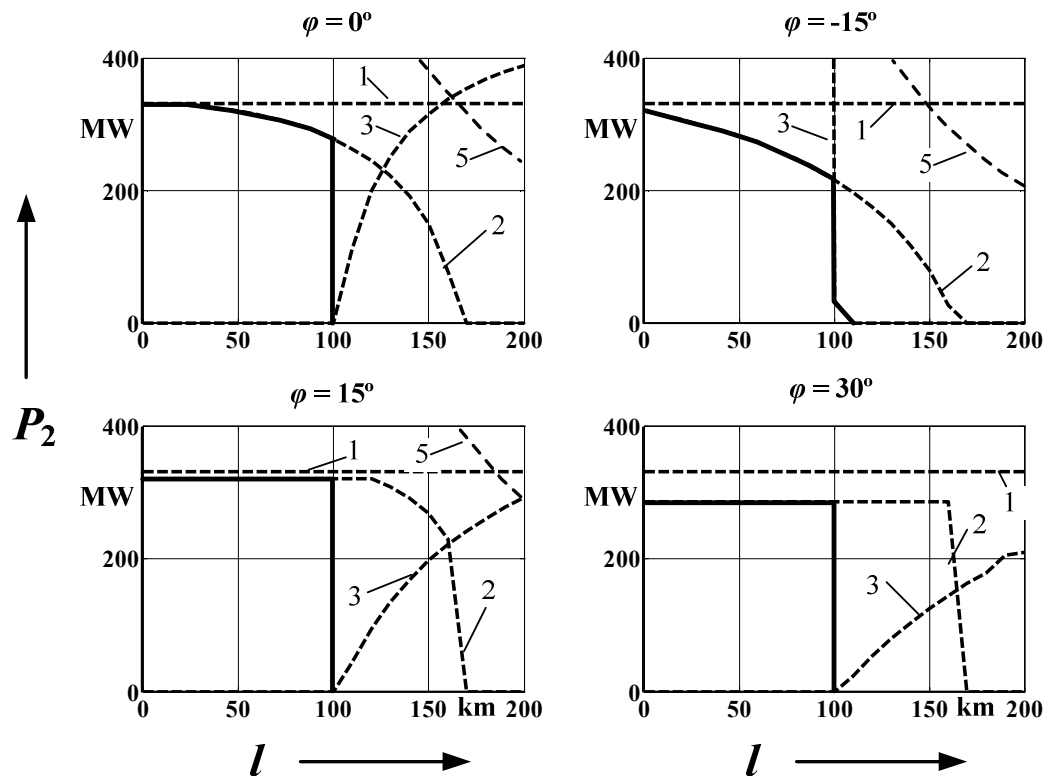


Abbildung 3.5: Höchstzulässige Übertragungswirkleistungen eines 132-kV-VPE-Kabelsystems (Standarddesign) in Abhängigkeit von Systemlänge und Verbraucher-Phasenwinkel. Parameter: definierte Grenzen (s. Text)

- Die zulässigen Längen von 220-kV- und 132-kV Systemen sind sowohl durch ihre Strombelastbarkeiten als auch durch den Spannungsfall begrenzt, wobei die thermische Grenze bei kurzen Entfernungen und der Spannungsfall bei langen Entfernungen dominiert.
- Das Übertragungsverhalten ist auch vom Verbraucherphasenwinkel abhängig. Die maximal übertragbaren Leistungen bei ohmschen und kapazitiven Verbrauchern reduzieren sich schnell mit zunehmenden Systemlängen. Bei induktiven Verbrauchern können Kabel dagegen in einem weiten Bereich ihre Übertragungskapazität konstant halten.

Nach diesen ersten Kenntnissen über die Auswirkungen der einzelnen Begrenzungsfaktoren sollen die Übertragungsgrenzen der betrachteten 380-kV-Referenz-VPE-Kabelanlage mit vorgegebenen Verlegebedingungen aufgezeigt werden. Die höchsten übertragbaren Wirkleistungen bei einer Einebenenordnung mit einem Aderabstand von 0,5 m bzw. mit thermischer Stabilisierung werden in Abb. 3.6 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass mehr als 1000 MW Wirkleistung bei den betrachteten Verbraucher-Phasenwinkeln zwischen -15° (kapazitiv) und $+30^\circ$ (induktiv) über mindestens 60 km übertragen werden können. Bei induktiven Verbrauchern erstreckt sich diese Länge bis zu 120 km. Über 120 km hinaus wird die Übertragungskapazität dann durch den Spannungsfall begrenzt.

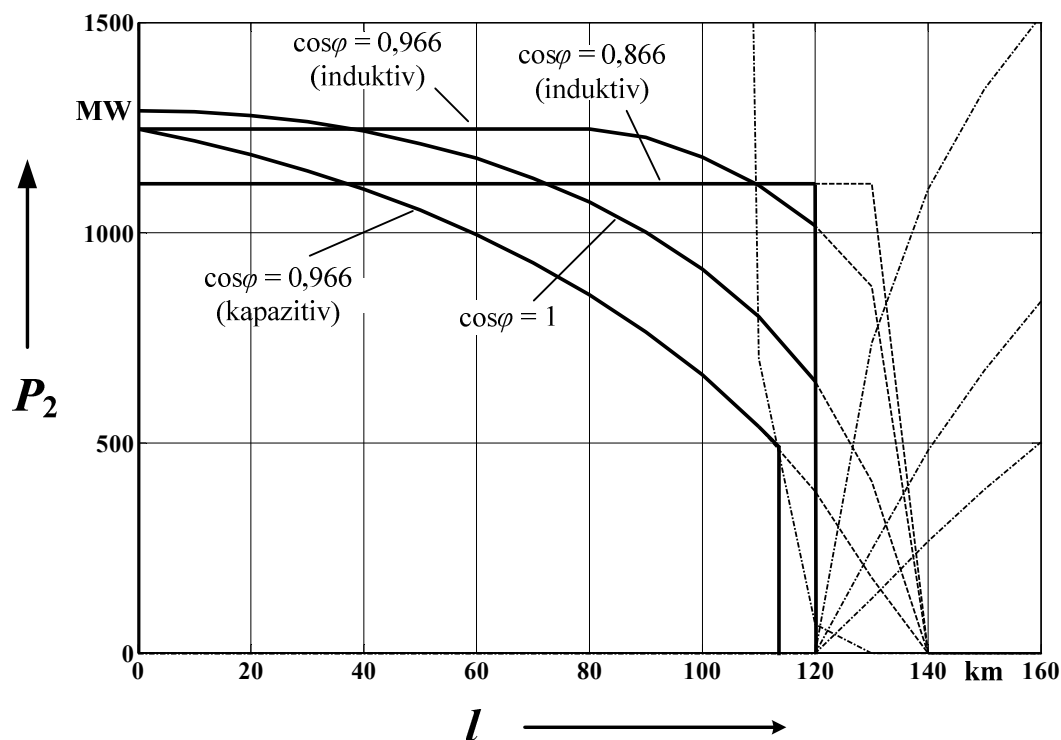


Abbildung 3.6: Höchstzulässige Übertragungswirkleistung P_2 des betrachteten 380-kV-VPE-Kabelsystems in Abhängigkeit von Systemlänge

3.2 Übertragungsverhalten bei Zwischenverkabelungen

Die Teil- oder Zwischenverkabelung wird aus technischer, betrieblicher und wirtschaftlicher Sicht oft als eine schlechte Konstellation von Freileitungen und Kabeln dargestellt [4]. Sie stellt jedoch einen Kompromiss zwischen Forderungen der Bevölkerung, der Umweltbehörden, der Politikern und der Netzbetreiber dar und kann somit die Genehmigung neuer Leitungen beschleunigen.

Zur Untersuchung der Übertragungsverhältnisse bei Teil- oder Zwischenverkabelungen müssen die Begrenzungen von beiden Leitungsarten berücksichtigt werden. Nachfolgend werden die Übertragungsgrenzen bei Zwischenverkabelung einer 380-kV-Freileitung untersucht. Das Freileitungssystem sei den Seiltyp Al/St 264-AL1/34-ST1A (Aluminium-Stahl-Seil) als Vierbündel ausgelegt und besitzt folgende Betriebskennndaten [85]:

- Impedanzbelag des Mitsystems: $0,027 + j \cdot 0,26 \Omega/\text{km}$,
- Kapazitätsbelag des Mitsystems: $14,08 \text{ nF/km}$,
- Thermische Belastbarkeit: $1790 \text{ MVA} / 2720 \text{ A}$.

Abb. 3.7 zeigt die maximal übertragbaren Wirkleistungen als Funktion der Systemlänge bei Zwischenverkabelung eines 380-kV-Freileitungssystems mit nur einem Einfach-Kabelsystem. Aus Abb. 3.7 können folgende Aussagen abgelesen werden:

- Bei der homogenen Freileitung kann die thermische Grenzleistung von 1790 MW über 110 km übertragen werden. Ab 110 km verringern sich die maximal übertragbaren Wirkleistungen mit zunehmender Systemlänge wegen der Begrenzung durch den Spannungsfall.
- Bei Zwischenverkabelung mit nur einem Kabelsystem wird die Übertragungsleistung der gesamten Strecke hauptsächlich durch die thermische Strombelastbarkeit des Kabels begrenzt. Die erzielbare Übertragungsleistung liegt in einem großen Bereich zwischen der Übertragungsleistung einer reinen Freileitungsverbindung und einer Vollverkabelung. Ausnahmen sind bei Systemen mit einer langen Strecke und einem kleinen Anteil von Kabeln. Das kann man direkt aus Abb.3.7 ablesen, dass ab ca. 170 km eine 10%ige Verkabelung mehr Wirkleistung als 100% Freileitung übertragen kann. Der Grund liegt darin, dass die vom Kabel generierte kapazitive Leistung den Spannungsfall der Freileitung verkleinert.

Eine Zwischenverkabelung eines Freileitungssystems mit nur einem Kabelsystem scheint wegen der geringeren Belastbarkeit des Kabels nicht günstig ausgelegt. Zudem sind hiermit die Anforderungen an die Versorgungszuverlässigkeit nur schwer zu erfüllen. Aus diesen Gründen wird die Zwischenverkabelung mit zwei parallelen Kabelsystemen ausgerüstet. Abb. 3.8 zeigt die Übertragungsgrenzen bei Zwischenverkabelung mit zwei Kabelsystemen. Die Übertragungskapazität wird in diesem Fall hauptsächlich durch die thermische Grenzleistung der Freileitung begrenzt. Es ist wieder zu sehen, dass ein kleiner Anteil der Verkabelung das Übertragungsvermögen bei großen Übertragungsstrecken begünstigen kann.

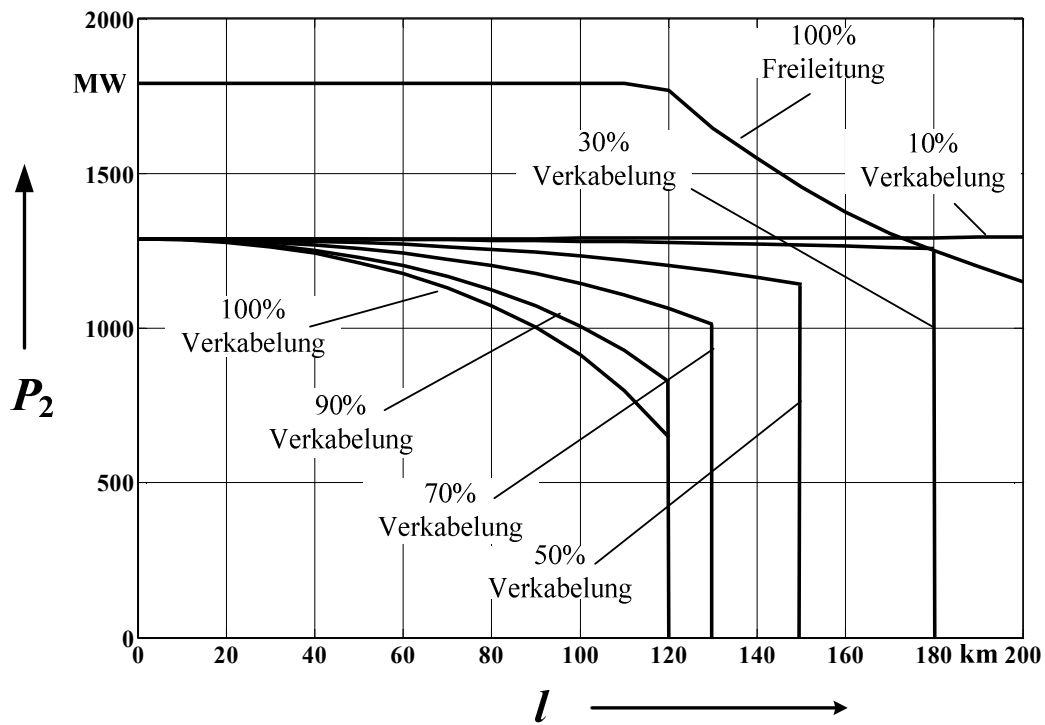


Abbildung 3.7: Höchstzulässige Übertragungswirkleistung bei Zwischenverkabelung einer 380-kV-Freileitung mit einem Einfach-Kabelsystem. Parameter: Kabelanteil. Leistungsfaktor des Verbrauchers: 1,0.

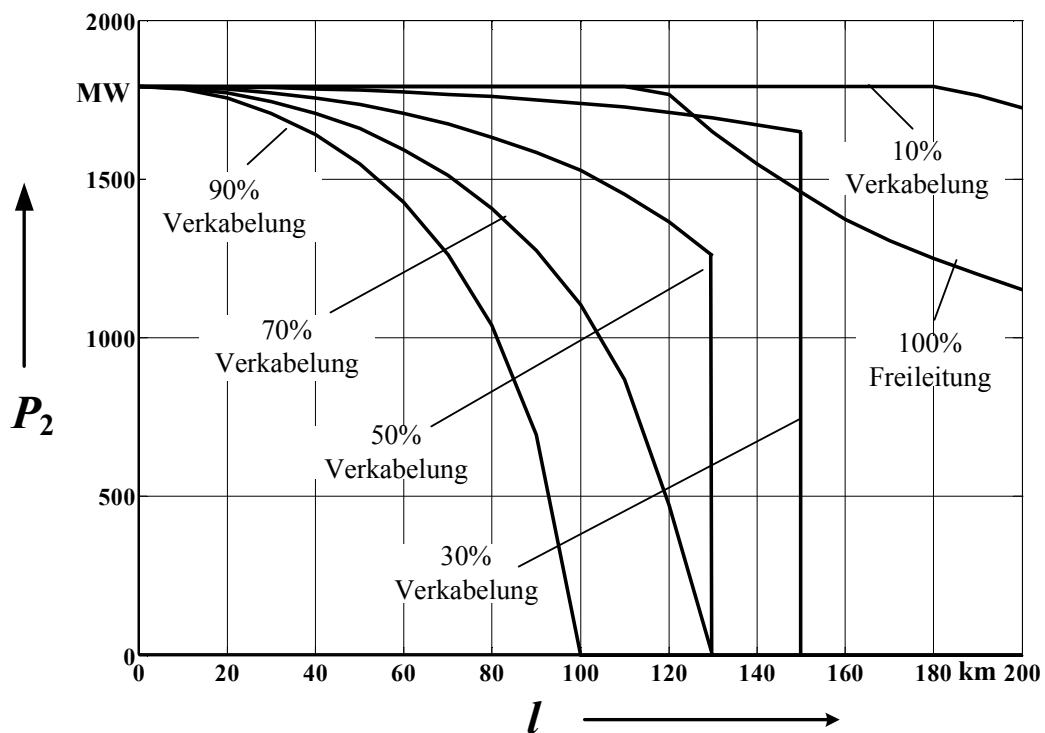


Abbildung 3.8: Höchstzulässige Übertragungswirkleistung bei Zwischenverkabelung einer 380-kV-Freileitung mit einem Doppel-Kabelsystem. Parameter: Kabelanteil. Leistungsfaktor des Verbrauchers: 1,0.

3.3 Eingriffsmöglichkeiten zur Vergrößerung des Übertragungsvermögens von Drehstromkabeln

Wie in den vorangegangenen Abschnitten gezeigt wurde, werden die Übertragungsgrenzen von Drehstromkabeln bei kurzen Entfernungen hauptsächlich durch die thermische Belastbarkeit und bei großen Entfernungen durch den Spannungsfall begrenzt. Zur Erweiterung dieser beiden Begrenzungen können verschiedene Maßnahmen eingesetzt werden. Wie in [86] beschrieben, lassen sich die Eingriffsmöglichkeiten zur Erhöhung der Übertragungsleistungen sowie zur Vergrößerung der Übertragungsentfernungen in innere und äußere Maßnahmen unterscheiden. Die inneren Eingriffsmöglichkeiten beziehen sich auf die Kabelaufbaukenndaten wie Materialeigenschaften bzw. Kabelkonstruktion. Die äußeren Eingriffsmöglichkeiten befassen sich mit Systemkonfigurationen, Verlegeanordnungen, Betriebsarten, Blindleistungskompensation usw. In Tabelle 3.2 sind einige wichtige innere und äußere Eingriffsmöglichkeiten mit Beispielen kurz dargestellt. Die nachfolgenden Betrachtungen konzentrieren sich auf drei Eingriffsmöglichkeiten. Eine hiervon ist die wichtigste Maßnahme beim Betrieb langer Drehstromkabel, nämlich

- die Blindleistungskompensation mit Kompensations-Querdrosseln,

während die beiden anderen nicht zur konventionellen Drehstromübertragungstechnik zählen:

- Übertragung mit verringerter Frequenz und
- Übertragung mit Mehrphasen-Kabelsystemen.

3.3.1 Blindleistungskompensation für lange Drehstromkabel

Der Einsatz von Kompensationsdrosseln ist die effektivste und wichtigste Maßnahme zur Gewährleistung einer zuverlässigen Fernübertragung mit Drehstromkabeln. Neben der Vergrößerung der Übertragungsentfernung können die Kompensationsdrosseln auch zur Verringerung der Übertragungsverluste und zur Reduzierung der Spannungsüberhöhungen beitragen [91]. Extrem lange Kabelverbindungen können theoretisch durch mehrfache Installationen von Kompensationsdrosseln entlang der Übertragungsstrecke verwirklicht werden. Aus betrieblicher und wirtschaftlicher Sicht ist jedoch bislang nur der Einsatz von Kompensationsdrosseln an den beiden Kabelenden oder in der Mitte des Kabels unter Betrachtung.

Die erzielbaren Verbesserungen der Übertragungsverhältnisse durch Kompensationsdrosseln für das betrachtete 380-kV-VPE-Kabelsystem sind in der Abb. 3.9 dargestellt. Im Vergleich zu Abb. 3.6 lässt sich erkennen:

- Bei einer vollständigen Blindleistungskompensation (Kompensationsgrad $k = 100\%$) lässt sich die Entfernungsgrenze fast verdoppeln,
- Mit abnehmendem Kompensationsgrad verkleinert sich die Entfernungsgrenze, jedoch zeigt eine 80%-Blindleistungskompensation bis zu ca. 160 km einen besseren Wirkungsgrad als die vollständige Blindleistungskompensation.

Da die Kosten für Kompensationseinrichtungen proportional zu ihren Bemessungsleistungen sind, stellt eine vollständige Blindleistungskompensation wirtschaftlich nicht die optimale Lösung für den Betrieb langer Drehstromkabel dar.

Kriterien	Innere Maßnahmen	Äußere Maßnahmen
Erhöhung der thermischen Grenzleistung	<ul style="list-style-type: none"> Optimierung der Leiterkonstruktion, z.B. Vergrößerung des Leiterquerschnitts (bis zu 3200 mm^2), Einsatz von Millikenleitern usw. Verbesserung der thermischen Materialeigenschaften der Isolierung Integrierte Zwangskühlung Einsatz von leitfähigen Kunststoffmänteln bei langen Seekabel Bipolar betriebene Vierleiterseekabel [87] 	<ul style="list-style-type: none"> Verbesserung der thermischen Eigenschaften des Kabelgrabens Tunnelverlegung Äußere Zwangskühlung Einseitige Erdung der Kabelschirme oder Cross-Bonding
Verbesserung der Spannungsverhältnisse	<ul style="list-style-type: none"> Vergrößerung der Isolierungsdicke zur Reduzierung der Kapazitätsbeläge [88], Koaxial-Kabel zur Erzielung einer minimalen Betriebsimpedanz [89] 	<ul style="list-style-type: none"> Blindleistungskompensation Bipolar betriebene Mehrphasensysteme [90]
Kombinierte Auswirkung		<ul style="list-style-type: none"> Reduzierung der Betriebsfrequenz [7], [86]

Tabelle.3.2: Eingriffsmöglichkeiten zur Verbesserung der Übertragungsverhältnisse von Drehstromkabeln

Im Folgenden wird auf die Bestimmung der erforderlichen Blindleistung von Kompensationsdrosseln unter Beibehaltung aller technischen Anforderungen eingegangen.

Die Ermittlung der erforderlichen Blindleistung soll nachfolgend für eine Systemlänge von 100 km betrachtet werden. Abb. 3.10 zeigt die übertragbaren Wirkleistungen als Funktion des Kompensationsgrades k . Man erkennt:

- zur Übertragung einer Wirkleistung von 1000 MW genügt ein Kompensationsgrad von 20% und
- zur Übertragung einer Wirkleistung von 1200 MW sollte der Kompensationsgrad zwischen 72% und 94% liegen.

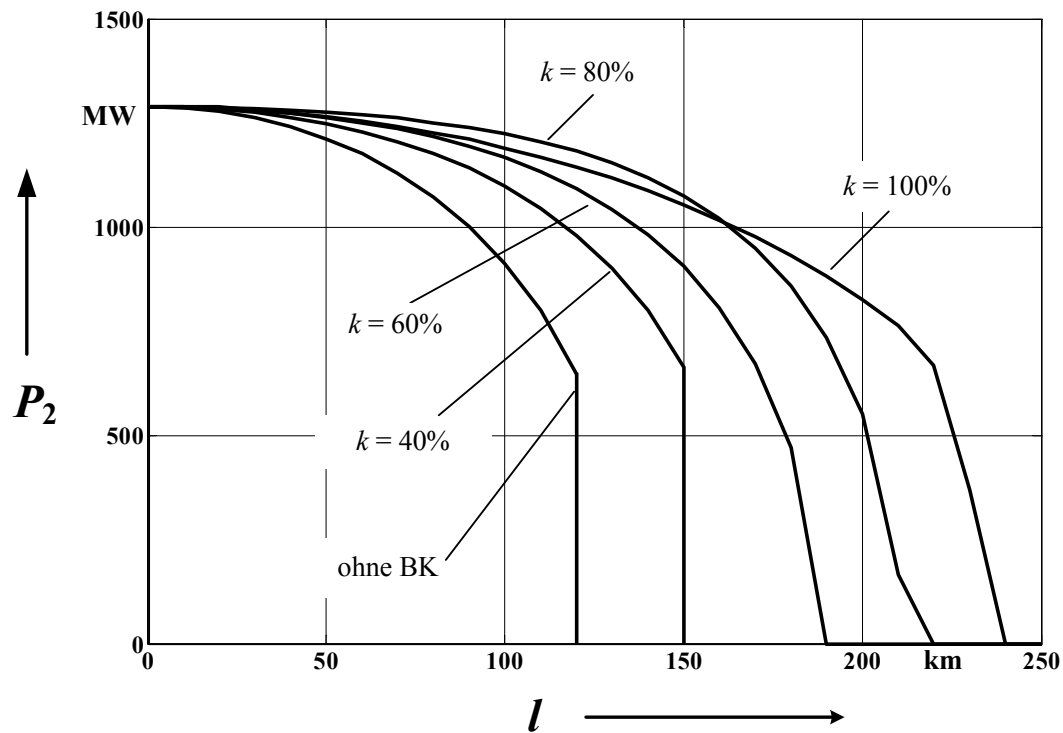


Abbildung 3.9: Zulässige Übertragungswirkleistung P_2 des betrachteten 380-kV-VPE-Kabelsystems in Abhängigkeit von Systemlänge mit Blindleistungskompensation an beiden Kabelenden. Parameter: Kompensationsgrad k . Leistungsfaktor der Verbraucher: 1,0.

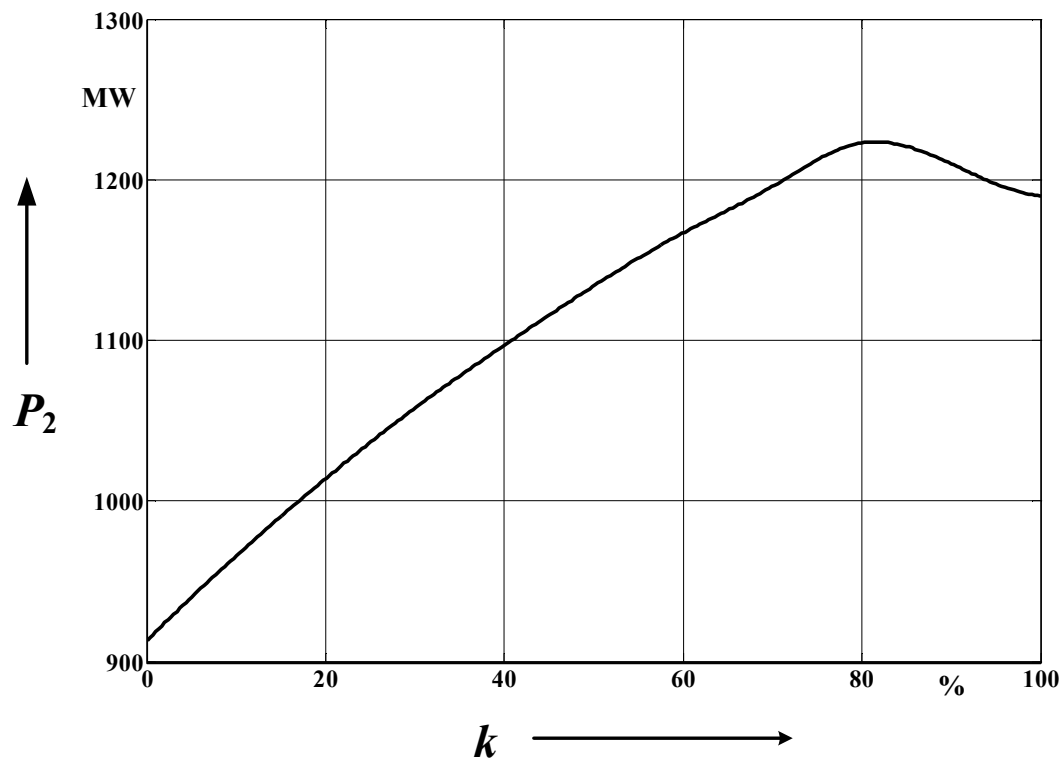


Abbildung 3.10: Höchstzulässige Übertragungswirkleistung P_2 als Funktion des Kompensationsgrades k der 380-kV-Kabelanlage mit einer Systemlänge von 100 km. Leistungsfaktor des Verbrauchers: 1,0.

Die bisherigen Betrachtungen beschränkten sich nur auf die elektrischen Verhältnisse auf Kabeln. Zur Bestimmung der erforderlichen Blindleistung müssen die technischen Anforderungen des zu anschließenden Netzes und die technischen Begrenzungen der mit den Kabeln verbundenen Betriebsmittel berücksichtigt werden. Wie in [92], [93] beschrieben, lassen sich die folgenden drei Kriterien, die aus dem Leerlauf betriebenden Kabelanlagen (Abb. 3.11) resultieren, zur Dimensionierung von Kompensationsdrosseln berücksichtigen:

- Kriterium 1: die Spannung an der Sammelschiene 1 auf der Einspeiseseite (\underline{U}_{ss1} in Abb. 3.11) darf beispielsweise um nicht mehr als 3% von der Nennspannung \underline{U}_n abweichen, um die Vorgabe der Netzbetreiber zu erfüllen,
- Kriterium 2: die Spannung am leerlaufenden Kabelende \underline{U}_{k2} darf die Nennspannung um nicht mehr als beispielsweise 10% überschreiten,
- Kriterium 3: der Ladestrom \underline{I}_{s1} darf das kapazitive Schaltvermögen von Leistungsschaltern nicht überschreiten. Nach IEC 62271 [94] beträgt dieser Bemessungsausschaltstrom 400 A bei einer Bemessungsspannung von 400 kV.

Zur Auswertung dieser drei Kriterien muss neben den Kenndaten der Leitungen und Drosseln noch die Kurzschlussleistung an der Sammelschiene, d.h. die Netzimpedanz, berücksichtigt werden. Die Auswirkungen dieser drei Grenzen als Funktion der Kurzschlussleistung für die betrachtete 380-kV-Kabelanlage werden in Abb. 3.12 dargestellt. Die gestrichelt dargestellte Kennlinie beschreibt jede einzelne Begrenzungsgröße, und die durchgezogene Kennlinie beschreibt den mindestens erforderlichen Kompensationsgrad. Man erkennt:

- Bei schwachen Netzen bis 9 GVA Kurzschlussleistung bestimmt das Kriterium 1 den erforderlichen Kompensationsgrad. Ab 9 GVA dominiert das Kriterium 3, welches einen Kompensationsgrad mehr als 76% erfordert.
- Im Zusammenhang mit Abb. 3.10 sollte ein Kompensationsgrad von 80% für die 100 km lange Kabelanlage ausgewählt werden, der eine maximale Wirkleistungsübertragung von 1223 MW (ca. 95% ihrer thermischen Grenzleistung) bei Einhaltung aller technischen Begrenzungen ermöglicht.

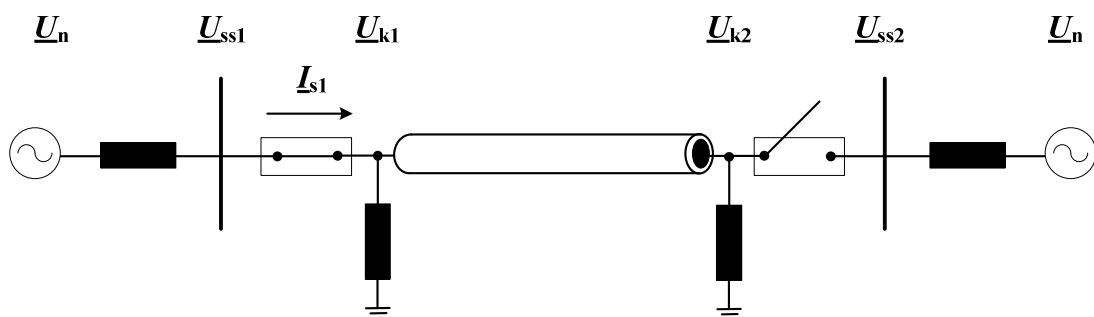


Abbildung 3.11: Erläuterung der Begrenzungsfaktoren bei Bemessung von Kompensationsdrosseln

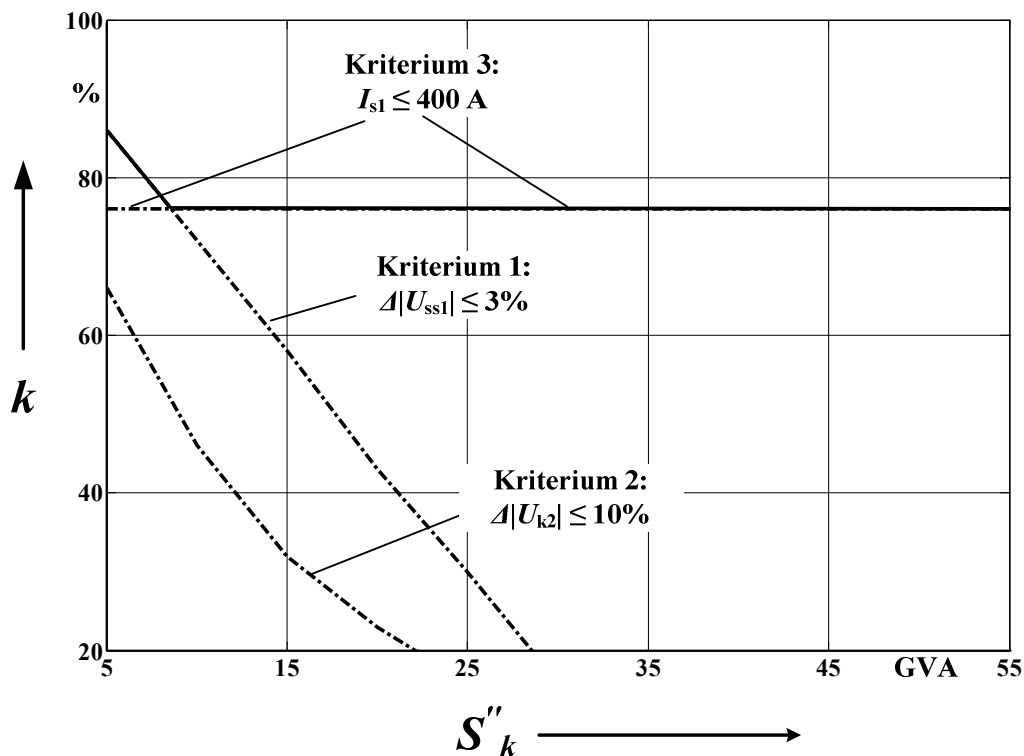


Abbildung 3.12: Erforderlicher Kompensationsgrad k als Funktion der Kurzschlussleistung S''_k .

Nach dieser Dimensionierung der Kompensationseinrichtungen können auch die erforderlichen Übertragungsanforderungen im stationären Normalbetrieb erfüllt werden. Die bei Ausgleichvorgängen entstehenden Probleme werden im nächsten Kapitel behandelt. Entgegen ländläufiger Meinungen können Drehstromkabel demnach hohe Leistungen über Längen von 100 km und mehr übertragen, wenn geeignete Zusatzmaßnahmen getroffen werden.

3.3.2 Drehstromübertragung mit verringerten Betriebsfrequenzen

Eine in [86] vorgeschlagene Übertragung mit verringerter Betriebsfrequenz erfüllt eine doppelte Funktion zur Vergrößerung der Übertragungsgrenzen von Drehstromkabeln. Auf der einen Seite verringert sie die Verluste und erhöht somit die thermische Strombelastbarkeit des Kabelsystems. Auf der anderen Seite verkleinert sie auch die Admittanz und dadurch die kapazitiven Ladeströme des Kabelsystems. Abb. 3.13 zeigt diese beiden Auswirkungen auf das 380-kV-VPE-Kabelsystem als Funktion der Betriebsfrequenz. Die Verbesserung des Übertragungsverhaltens ist beispielsweise für eine Betriebsfrequenz von 16,7 Hz, die man üblicherweise bei Bahnstromsystemen findet, in Abb. 3.14 dargestellt.

Ausführliche Zusammenstellungen der Vorteile einer Übertragung mit verringerter Frequenz finden sich in [7], [86].

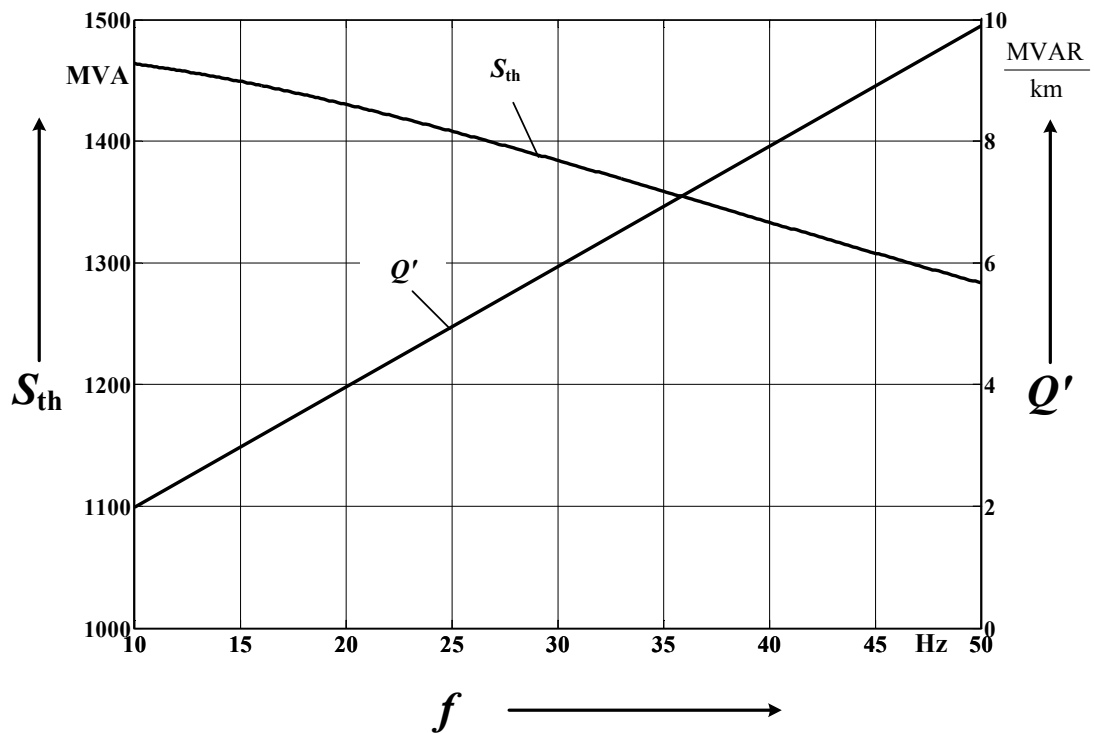


Abbildung 3.13: Auswirkung der Betriebsfrequenz f auf thermische Belastbarkeit und Blindleistungsbelag des 380-kV-VPE-Kabelsystems

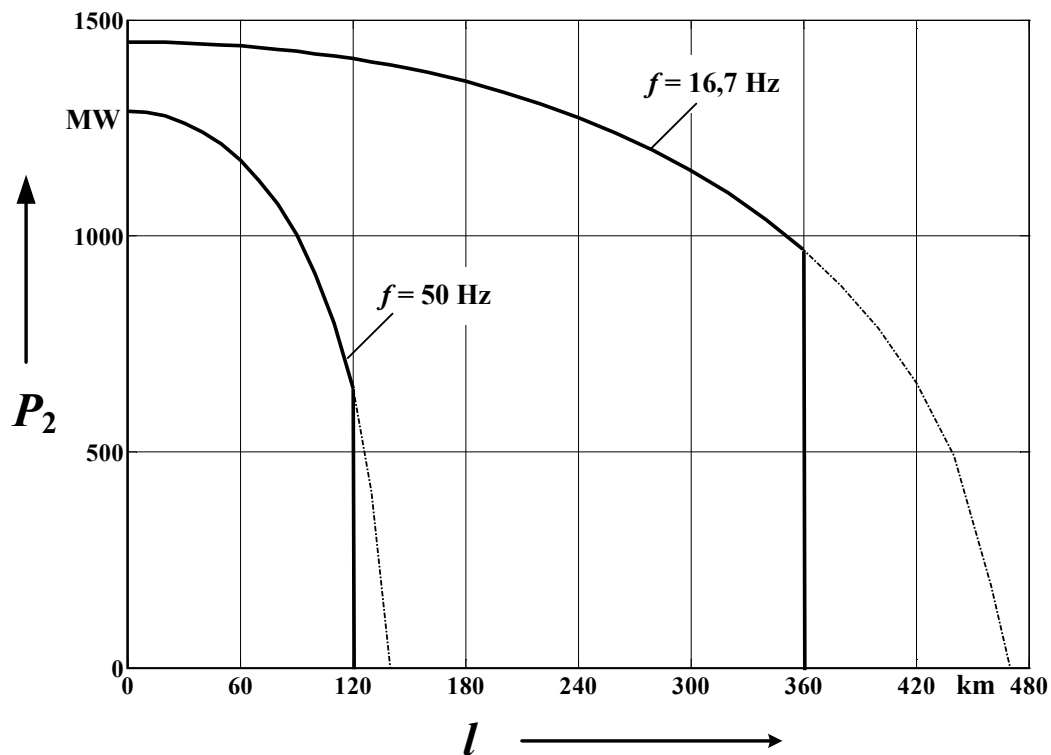


Abbildung 3.14: Übertragbare Wirkleistung P_2 des 380-kV-VPE-Kabelsystems als Funktion der Systemlänge für die Betriebsfrequenz von 50 Hz und 16,7 Hz

3.3.3 Drehstromübertragung mit Mehrphasen-Kabelsystemen

Zur Verbesserung der Übertragungsverhältnisse der konventionellen Drehstromübertragungstechnik versucht man, neben der Verringerung der Betriebsfrequenz auch die Betriebsphasenzahl zu verändern: in einem neuen Forschungsprojekt [95] wird ein bipolar betriebenes Mehrphasen-Kabelsystem eingeführt. Das Konzept wird anfangs zur Einbindung von Offshore-Windparks in das Onshore-Stromnetz konzipiert und enthält im Wesentlichen folgende drei Kabelsystementwürfe:

- bipolare Sechssphasen-Einleiter-Seekabel-Systeme,
- bipolare Sechssphasen-Einleiter-Landkabel-Systeme und
- bipolare Vierphasen-Vierleiter-Seekabel-Systeme.

Die detaillierten Systementwürfe einschließlich Kabeldesign, Transformatorschaltungsdesign und Betriebsverhalten sind in [95] zu finden. Im Folgenden wird auf die Untersuchung des verallgemeinerten Übertragungsverhaltens von Mehrphasen-Kabelsystemen eingegangen. Es wird aufgezeigt, dass die Betriebsweise von Mehrphasensystemen sich anschaulich durch eine verallgemeinerte Symmetrische-Komponenten-Methode, d.h. auf der Basis von Dreiphasensystemen interpretieren lässt. Als Beispiel wird die vorgestellte Methode dann auf das Vierleiter-Seekabel angewendet.

Nach [96] lassen sich n unsymmetrische Phasenspannungen \underline{U}_{ph1} bis \underline{U}_{phn} eines n -Phasensystems durch n symmetrischen Komponenten \underline{U}_1 bis \underline{U}_n darstellen:

$$\begin{pmatrix} \underline{U}_{ph1} \\ \underline{U}_{ph2} \\ \underline{U}_{ph3} \\ \underline{U}_{ph4} \\ \dots \\ \underline{U}_{phn} \end{pmatrix} = \underline{T}_n \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \underline{U}_3 \\ \underline{U}_4 \\ \dots \\ \underline{U}_n \end{pmatrix} \quad \text{mit} \quad \underline{T}_n = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 & \dots & 1 & 1 \\ \alpha^{-1} & \alpha^{-2} & \alpha^{-3} & \dots & \alpha & 1 \\ \alpha^{-2} & \alpha^{-3} & \alpha^{-6} & \dots & \alpha^2 & 1 \\ \alpha^{-3} & \alpha^{-4} & \alpha^{-9} & \dots & \alpha^3 & 1 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & 1 \\ \alpha & \alpha^2 & \alpha^3 & \dots & \alpha^{n-1} & 1 \end{pmatrix} \quad (3.1)$$

Die Rücktransformation wird durch Gl. (3-2) gegeben:

$$\begin{pmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \underline{U}_3 \\ \underline{U}_4 \\ \dots \\ \underline{U}_n \end{pmatrix} = \underline{T}_n^{-1} \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_{ph1} \\ \underline{U}_{ph2} \\ \underline{U}_{ph3} \\ \underline{U}_{ph4} \\ \dots \\ \underline{U}_{phn} \end{pmatrix} \quad \text{mit} \quad \underline{T}_n^{-1} = \frac{1}{n} \cdot \begin{pmatrix} 1 & \alpha & \alpha^2 & \alpha^3 & \dots & \alpha^{n-1} \\ 1 & \alpha^2 & \alpha^4 & \alpha^6 & \dots & \alpha^{n-2} \\ 1 & \alpha^3 & \alpha^6 & \alpha^9 & \dots & \alpha^{n-3} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 1 & \alpha^{n-1} & \alpha^{n-2} & \alpha^{n-3} & \dots & \alpha \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \end{pmatrix} \quad (3.2)$$

mit dem Drehzeiger $\alpha = e^{j \cdot \frac{2\pi}{n}}$

Wenn n gleich 3 ist, kann die bekannte Transformationsmatrix für normale dreiphasige Systeme aus Gl. (3.1) und (3.2) abgeleitet werden:

$$\underline{T}_3 = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \alpha^2 & \alpha & 1 \\ \alpha & \alpha^2 & 1 \end{pmatrix} \quad \underline{T}_3^{-1} = \frac{1}{3} \cdot \begin{pmatrix} 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & 1 & 1 \end{pmatrix} \quad \text{mit } \alpha = e^{j\frac{2\pi}{3}} \quad (3.3)$$

Die Transformationsmatrizen für ein 4-Phasensystem sind aus Gl. (3.1) und Gl. (3.2) abzuleiten:

$$\underline{T}_4 = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 \\ \alpha^3 & \alpha^2 & \alpha & 1 \\ \alpha^2 & 1 & \alpha^2 & 1 \\ \alpha & \alpha^2 & \alpha^3 & 1 \end{pmatrix} \quad \underline{T}_4^{-1} = \frac{1}{4} \cdot \begin{pmatrix} 1 & \alpha & \alpha^2 & \alpha^3 \\ 1 & \alpha^2 & 1 & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^3 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & 1 & 1 & 1 \end{pmatrix} \quad \text{mit } \alpha = e^{j\frac{\pi}{2}} \quad (3.4)$$

So lassen sich vier beliebige Spannungen \underline{U}_a , \underline{U}_b , \underline{U}_c und \underline{U}_d im Phasenbereich durch vier symmetrische Komponenten \underline{U}_1 , \underline{U}_2 , \underline{U}_3 und \underline{U}_0 darstellen:

$$\begin{pmatrix} \underline{U}_a \\ \underline{U}_b \\ \underline{U}_c \\ \underline{U}_d \end{pmatrix} = \underline{T}_4 \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \underline{U}_3 \\ \underline{U}_0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{U}_1 & + & \underline{U}_2 & + & \underline{U}_3 & + & \underline{U}_0 \\ \alpha^3 \underline{U}_1 & + & \alpha^2 \underline{U}_2 & + & \alpha \underline{U}_3 & + & \underline{U}_0 \\ \alpha^2 \underline{U}_1 & + & 1 & + & \alpha^2 \underline{U}_3 & + & \underline{U}_0 \\ \alpha \underline{U}_1 & + & \alpha^2 \underline{U}_2 & + & \alpha^3 \underline{U}_3 & + & \underline{U}_0 \end{pmatrix} \quad (3.5)$$

Die Bedeutung der Spannungen \underline{U}_1 , \underline{U}_2 , \underline{U}_3 und \underline{U}_0 lässt sich mit Abb. 3.15 interpretieren: die vier unsymmetrischen Phasenspannungen lassen sich in ein symmetrisch betriebenes 4-Phasen-Mitsystem, ein symmetrisch betriebenes 2-Phasen-Mitsystem, ein symmetrisch betriebenes 4-Phasen-Gegensystem und ein Nullsystem aufteilen. Es ist zu ersehen, dass bei einem 4-Phasensystem die unsymmetrischen Phasenspannungen wie bei einem Dreiphasensystem dargestellt werden können als Resultierende von mitläufigen und gegenläufigen Systemen und einem Nullsystem. Der Unterschied liegt darin, dass bei 4-Phasensystemen ein zusätzliches 2-Phasen-Mitsystem entsteht.

Nach Einführung der vierphasigen Symmetrischen-Komponenten werden die Leitungsparameter des Vierleiter-Seekabels im Komponenten-Bereich untersucht. Der Aufbau des Vierleiter-Seekabels ist in Abb. 3.16 dargestellt. Aus seiner Geometrie ist einfach zu beweisen, dass sowohl die Leiter-Leiter-Impedanzmatrix, die Leiter-Mantel-Impedanzmatrix als auch die Mantel-Mantel-Impedanzmatrix eine folgende unsymmetrische Form besitzen:

$$\underline{Z}_{phasen-4} = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{matrix} & \begin{bmatrix} \underline{Z}_s & \underline{Z}_{m1} & \underline{Z}_{m2} & \underline{Z}_{m1} \\ \underline{Z}_{m1} & \underline{Z}_s & \underline{Z}_{m1} & \underline{Z}_{m2} \\ \underline{Z}_{m2} & \underline{Z}_{m1} & \underline{Z}_s & \underline{Z}_{m1} \\ \underline{Z}_{m1} & \underline{Z}_{m2} & \underline{Z}_{m1} & \underline{Z}_s \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (3.6)$$

Aufgrund der unterschiedlichen Längen von Leiterachsabständen S_1 und S_2 (siehe Abb. 3.16) unterscheiden sich die Gegenimpedanzen von \underline{Z}_{m1} und \underline{Z}_{m2} .

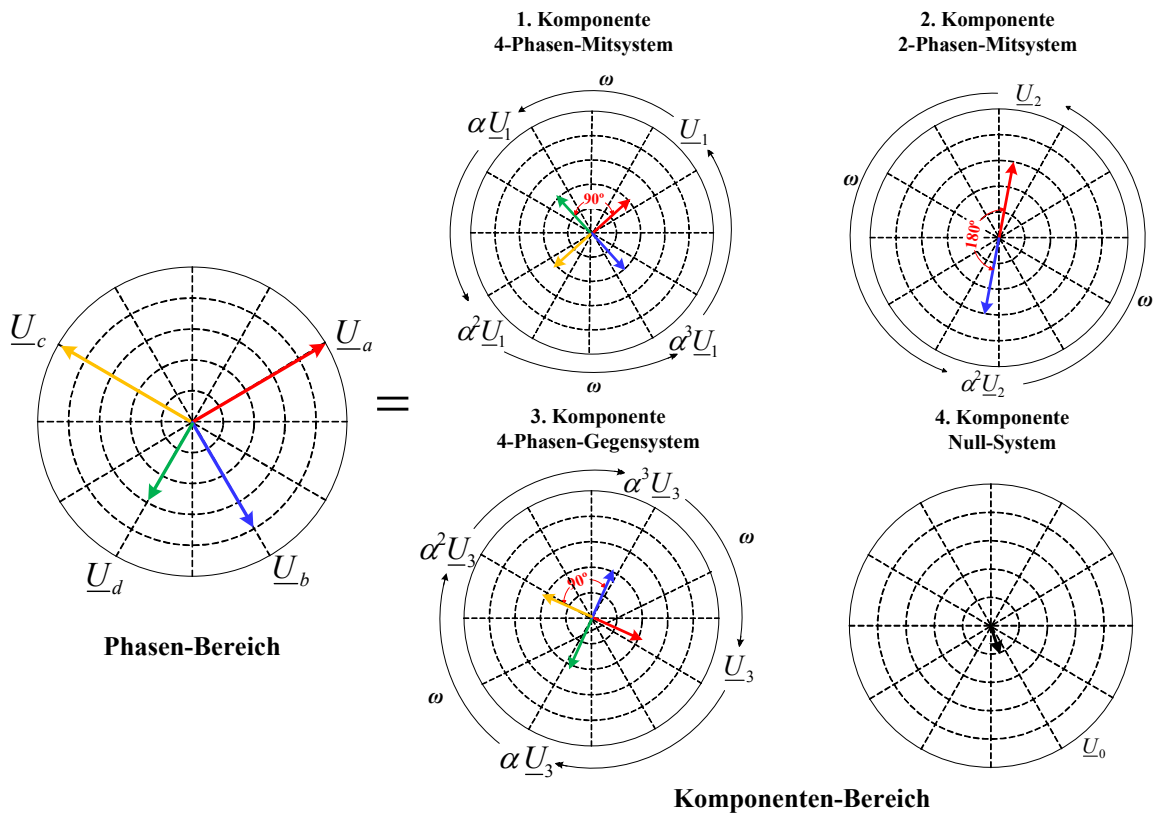


Abbildung 3.15: Darstellung der Vierphasensystem-Spannungen im Komponenten-Bereich

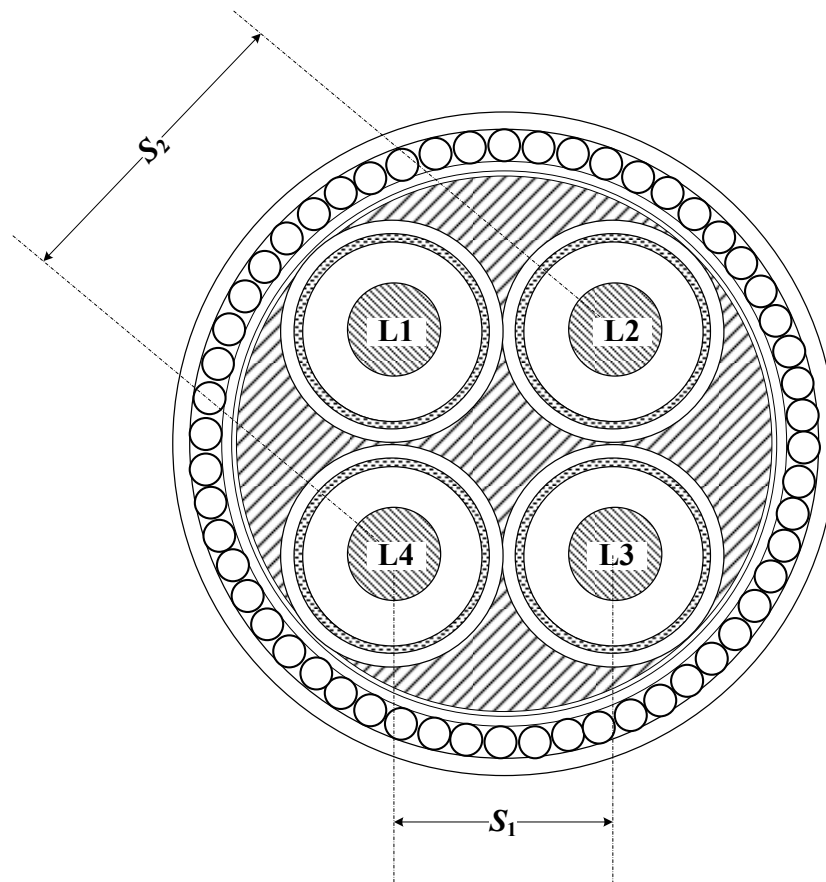


Abbildung 3.16: Geometrie des Vierleiter-Seekabels

Gl. (3.6) wird in den Komponenten-Bereich transformiert:

$$\underline{Z}_{012-4} = \underline{T}_4^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \underline{Z}_s & \underline{Z}_{m1} & \underline{Z}_{m2} & \underline{Z}_{m1} \\ \underline{Z}_{m1} & \underline{Z}_s & \underline{Z}_{m1} & \underline{Z}_{m2} \\ \underline{Z}_{m2} & \underline{Z}_{m1} & \underline{Z}_s & \underline{Z}_{m1} \\ \underline{Z}_{m1} & \underline{Z}_{m2} & \underline{Z}_{m1} & \underline{Z}_s \end{bmatrix} \cdot \underline{T}_4 \quad (3.7)$$

$$= \begin{bmatrix} \underline{Z}_s - \underline{Z}_{m2} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_s + \underline{Z}_{m2} - 2 \cdot \underline{Z}_{m1} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_s - \underline{Z}_{m2} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \underline{Z}_s + 2 \cdot \underline{Z}_{m1} + \underline{Z}_{m2} \end{bmatrix}$$

Es ist interessant zu sehen, dass die vollbesetzte unsymmetrische Impedanzmatrix (3.6) im Phasen-Bereich durch eine Transformation in den Komponenten-Bereich völlig entkoppelt wird. Das Ergebnis kann zu einer verallgemeinerten Folgerung führen: eine Geometrie mit einem regelmäßigen n-Polygon stellt immer einen symmetrischen Aufbau für ein n-Phasensystem dar. Durch Transformation in den Komponenten-Bereich kann die vollbesetzte n-Phasen-Impedanzmatrix völlig entkoppelt werden.

Das grundsätzliche Betriebsverhalten von Vierleiterkabeln lässt sich somit ähnlich wie bei Dreiphasensystemen beschreiben:

- Mitsystem stellt einen symmetrischen und normalen Betriebszustand dar. Die Betriebskenngrößen wie Spannungen, Ströme und auch die Leistungsübertragung sollen möglicherweise nur im Mitsystem entstehen.
- Gegensystem und Nullsystem stellen einen unsymmetrischen oder nicht normalen Betriebszustand dar. Die Betriebskenngrößen in diesen beiden Systemen sollen möglicherweise unterdrücken.

Wie oben gezeigt, besitzt ein Vierleiter-Kabelsystem zwei Mitsysteme: ein 4-Phasen-Mitsystem und ein 2-Phasen-Mitsystem. Das bedeutet, dass die Energieübertragung bei Vierleitersystemen in unterschiedlichen Mitsystemen stattfindet. Im Folgenden werden diese Aspekte mit Zahlenbeispielen näher untersucht.

Betrachtet wird hierzu ein vieradriges 150-kV-Seekabel nach Abb.3.16 mit folgenden Aufbaudaten:

- Kabeladern mit 1200 mm^2 Kupferleiter; Leiterdurchmesser $d_{cc} = 42,4 \text{ mm}$; Füllfaktor $F = 0,85$; Leitertemperatur 90°C mit $R'_{cc-AC(90^\circ\text{C})} = 0,0201 \Omega/\text{km}$,
- 20,4 m Isolierungsdicke,
- 2,8 mm dicker Bleimantel ($756,6 \text{ mm}^2$); Manteltemperatur 70°C mit $R'_{ss-AC(70^\circ\text{C})} = 0,337 \Omega/\text{km}$,
- Leiterachsabstand $S_1 = 96,8 \text{ mm}$; $S_2 = 136,9 \text{ mm}$,

Mit diesen Aufbaudaten lassen sich die Impedanzbeläge im Komponenten-Bereich berechnen:

$$\begin{aligned}\underline{Z}'_{1-b4} &= \underline{Z}'_{3-b4} = 0,0351 + j0,1297 \quad \Omega/\text{km} \\ \underline{Z}'_{2-b4} &= 0,0226 + j0,0891 \quad \Omega/\text{km} \\ \underline{Z}'_{0-b4} &= 0,3159 + j0,1439 \quad \Omega/\text{km}\end{aligned}\tag{3.8}$$

Es ist zu ersehen, dass die zweite Komponente (2-Phasen-Mitsystem) den kleinsten Impedanzbelag (sowohl Realteil als auch Imaginärteil) aufweist. Man kann eigentlich auch beweisen, dass \underline{Z}'_{2-b4} stets kleiner als \underline{Z}'_{1-b4} ist. Die elektrischen Verhältnisse eines Vier-Phasen-Übertragungssystems lassen sich dann im Komponenten-Bereich (Abb. 3.17) wie folgt formulieren:

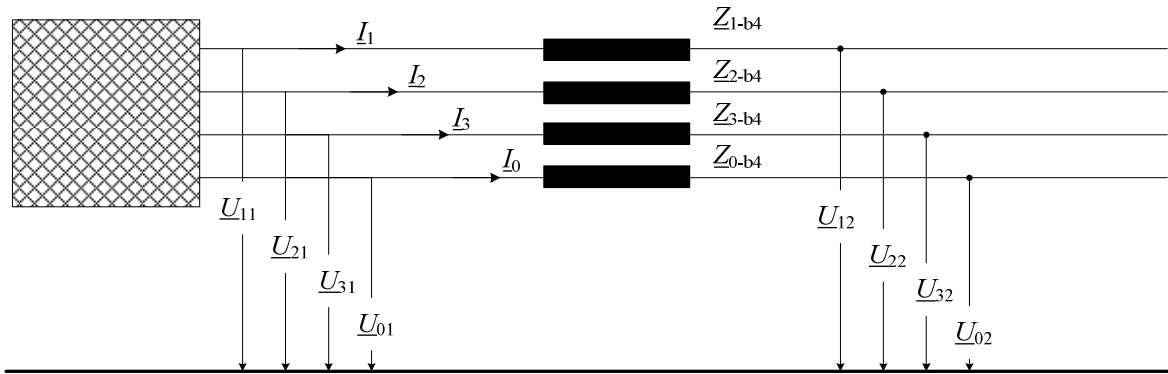


Abbildung 3.17: Vierphasen-Übertragungssystem im Komponenten-Bereich

$$\begin{pmatrix} \Delta \underline{U}_1 \\ \Delta \underline{U}_2 \\ \Delta \underline{U}_3 \\ \Delta \underline{U}_0 \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} 0,0351 + j0,1297 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,0226 + j0,0891 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0,0351 + j0,1297 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0,3159 + j0,1439 \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \underline{I}_3 \\ \underline{I}_0 \end{pmatrix}\tag{3.9}$$

Bezüglich der Gl. (3.9) werden einige Varianten des Betriebes betrachtet. Vorgegeben wird ein vierphasiges Stromsystem mit einem Betrag von $I = 1000$ A.

Variante 1: Symmetrische Phasenaufteilung $0^\circ, 270^\circ, 180^\circ, 90^\circ$ für die Phasefolge: $L1 \rightarrow L2 \rightarrow L3 \rightarrow L4$

$$\text{Es gilt dann } \begin{pmatrix} \underline{I}_{L1} \\ \underline{I}_{L2} \\ \underline{I}_{L3} \\ \underline{I}_{L4} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{I}_{L1} \\ -j\underline{I}_{L1} \\ -\underline{I}_{L1} \\ j\underline{I}_{L1} \end{pmatrix} = I \cdot \begin{pmatrix} 1 \\ -j \\ -1 \\ j \end{pmatrix} = 1000 \cdot \begin{pmatrix} 1 \\ -j \\ -1 \\ j \end{pmatrix} \text{ A}\tag{3.10}$$

Die entsprechende Strommatrix im Komponenten-Bereich ist

$$\begin{pmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \underline{I}_3 \\ \underline{I}_0 \end{pmatrix} = \underline{T}_4^{-1} \cdot \begin{pmatrix} \underline{I}_{L1} \\ \underline{I}_{L2} \\ \underline{I}_{L3} \\ \underline{I}_{L4} \end{pmatrix} = \underline{T}_4^{-1} \cdot I \cdot \begin{pmatrix} 1 \\ -j \\ -1 \\ j \end{pmatrix} = I \cdot \begin{pmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1000 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \quad \text{A} \quad (3.11)$$

Es gibt nur die 1. Komponente im System. Die Gl. (3.9) beträgt in diesem Fall:

$$\begin{pmatrix} \Delta \underline{U}_1 \\ \Delta \underline{U}_2 \\ \Delta \underline{U}_3 \\ \Delta \underline{U}_0 \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} 0,0351 + j0,1297 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,0226 + j0,0891 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0,0351 + j0,1297 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0,3159 + j0,1439 \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} 1000 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \quad (3.12)$$

Die Betriebskenngrößen in diesem Fall bestehen nur in der 1. Komponente (4-Phasen-Mitsystem). Diese Betriebsweise stellt somit einen symmetrischen Betriebszustand dar. Die Leistung wird nur im 4-Phasen-Mitsystem übertragen. Die Verluste betragen:

$$P_{v\text{-variante 1}} = I^2 \cdot \text{Re}(\underline{Z}'_{1-b4}) = 1000^2 \cdot 0,0351 = 35,1 \quad \text{W/m} \quad (3.13)$$

Variante 2: Unsymmetrische Phasenaufteilung $0^\circ, 270^\circ, 90^\circ, 180^\circ$ für Phasefolge: $L1 \rightarrow L2 \rightarrow L3 \rightarrow L4$

$$\text{Es gilt } \begin{pmatrix} \underline{I}_{L1} \\ \underline{I}_{L2} \\ \underline{I}_{L3} \\ \underline{I}_{L4} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{I}_{L1} \\ -j\underline{I}_{L1} \\ j\underline{I}_{L1} \\ -\underline{I}_{L1} \end{pmatrix} = I \cdot \begin{pmatrix} 1 \\ -j \\ j \\ -1 \end{pmatrix} = 1000 \cdot \begin{pmatrix} 1 \\ -j \\ j \\ -1 \end{pmatrix} \quad \text{A} \quad (3.14)$$

Die entsprechende Strommatrix im Komponenten-Bereich ist

$$\begin{pmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \underline{I}_3 \\ \underline{I}_0 \end{pmatrix} = \underline{T}_4^{-1} \cdot \begin{pmatrix} \underline{I}_{L1} \\ \underline{I}_{L2} \\ \underline{I}_{L3} \\ \underline{I}_{L4} \end{pmatrix} = \underline{T}_4^{-1} \cdot I \cdot \begin{pmatrix} 1 \\ -j \\ j \\ -1 \end{pmatrix} = I \cdot \begin{pmatrix} 0,5 \\ 0,5 + j0,5 \\ -j0,5 \\ 0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 500 \\ 500 + j500 \\ -j500 \\ 0 \end{pmatrix} \quad \text{A} \quad (3.15)$$

Die Gl. (3.9) beträgt in diesem Fall:

$$\begin{pmatrix} \Delta \underline{U}_1 \\ \Delta \underline{U}_2 \\ \Delta \underline{U}_3 \\ \Delta \underline{U}_0 \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} 0,0351 + j0,1297 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,0226 + j0,0891 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0,0351 + j0,1297 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0,3159 + j0,1439 \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} 500 \\ 500 + j500 \\ -j500 \\ 0 \end{pmatrix} \quad (3.16)$$

Die Betriebskenngrößen in diesem Fall bestehen nicht nur in den Mitsystemen (der ersten und zweiten Komponenten) sondern auch im Gegensystem (der dritten Komponente). Diese Betriebsweise stellt somit einen unsymmetrischen Betriebszustand dar. Der Gegenstrom hat die gleiche Amplitude wie beim 4-Phasen-Mitsystem. Die Leistung wird in allen drei Systemen übertragen. Die Verluste betragen:

$$\begin{aligned} P_{\text{v-variante 2}} &= I_1^2 \cdot \operatorname{Re}(\underline{Z}'_{1-b4}) + I_2^2 \cdot \operatorname{Re}(\underline{Z}'_{2-b4}) + I_3^2 \cdot \operatorname{Re}(\underline{Z}'_{3-b4}) \\ &= (500^2 \cdot 0,0351 + 2 \cdot 500^2 \cdot 0,0226 + 500^2 \cdot 0,0351) \text{ W/m} \\ &= 28,85 \text{ W/m} \end{aligned} \quad (3.17)$$

Die unsymmetrisch betriebene Variante 2 hat kleinere Übertragungsverluste im Vergleich zur Variante 1. Als Ursache ist aus Gl. (3.17) zu entnehmen, dass ein Teil der Energie in der zweiten Komponente (dem 2-Phasen-Mitsystem) mit kleinerem Widerstandbelag übertragen wird.

Variante 3: Phasenaufteilung $0^\circ, 180^\circ, 0^\circ, 180^\circ$ für die Phasenfolge:
L1 \rightarrow L2 \rightarrow L3 \rightarrow L4

$$\text{Es gilt } \begin{pmatrix} \underline{I}_{L1} \\ \underline{I}_{L2} \\ \underline{I}_{L3} \\ \underline{I}_{L4} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{I}_{L1} \\ -\underline{I}_{L1} \\ \underline{I}_{L1} \\ -\underline{I}_{L1} \end{pmatrix} = I \cdot \begin{pmatrix} 1 \\ -1 \\ 1 \\ -1 \end{pmatrix} = 1000 \cdot \begin{pmatrix} 1 \\ -1 \\ 1 \\ -1 \end{pmatrix} \text{ A} \quad (3.18)$$

Die entsprechende Matrix im Komponenten-Bereich ist

$$\begin{pmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \underline{I}_3 \\ \underline{I}_0 \end{pmatrix} = \underline{T}_4^{-1} \cdot \begin{pmatrix} \underline{I}_{L1} \\ \underline{I}_{L2} \\ \underline{I}_{L3} \\ \underline{I}_{L4} \end{pmatrix} = \underline{T}_4^{-1} \cdot I \cdot \begin{pmatrix} 1 \\ -1 \\ 1 \\ -1 \end{pmatrix} = I \cdot \begin{pmatrix} 0 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 \\ 1000 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \text{ A} \quad (3.19)$$

Es gibt nur die 2. Komponente im System. Die Gl. (3.9) beträgt in diesem Fall:

$$\begin{pmatrix} \Delta \underline{U}_1 \\ \Delta \underline{U}_2 \\ \Delta \underline{U}_3 \\ \Delta \underline{U}_0 \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} 0,0351 + j0,1297 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,0226 + j0,0891 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0,0351 + j0,1297 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0,3159 + j0,1439 \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} 0 \\ 1000 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \quad (3.20)$$

Die Betriebskenngrößen in diesem Fall bestehen nur in der 2. Komponente (2-Phasen-Mitsystem). Diese Betriebsweise stellt somit einen symmetrischen Betriebszustand dar. Die Leistung wird nur im 2-Phasen-Mitsystem übertragen. Die Verluste betragen:

$$P_{\text{v-variante 3}} = I^2 \cdot \operatorname{Re}(\underline{Z}'_{1-b4}) = 1000^2 \cdot 0,0226 \text{ W/m} = 22,6 \text{ W/m} \quad (3.21)$$

Da das 2-Phasen-Mitsystem den kleinsten Widerstandbelag im Vergleich zu den anderen Komponenten besitzt, stellt diese gegengesetzte Phasenaufteilung den optimalen

Betriebszustand dar. Man muss aber die Phasen auf den richtigen Leitern aufteilen, ansonsten kann ein unsymmetrischer Betriebszustand verursacht werden. Dies wird durch Variante 4 erläutert.

Variante 4: Unsymmetrische Phasenaufteilung $0^\circ, 0^\circ, 180^\circ, 180^\circ$ für Phasefolge: $L1 \rightarrow L2 \rightarrow L3 \rightarrow L4$

$$\text{Es gilt } \begin{pmatrix} \underline{I}_{L1} \\ \underline{I}_{L2} \\ \underline{I}_{L3} \\ \underline{I}_{L4} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{I}_{L1} \\ -j\underline{I}_{L1} \\ j\underline{I}_{L1} \\ -\underline{I}_{L1} \end{pmatrix} = I \cdot \begin{pmatrix} 1 \\ 1 \\ -1 \\ -1 \end{pmatrix} = 1000 \cdot \begin{pmatrix} 1 \\ 1 \\ -1 \\ -1 \end{pmatrix} \text{ A} \quad (3.22)$$

Die entsprechende Strommatrix im Komponenten-Bereich ist

$$\begin{pmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \underline{I}_3 \\ \underline{I}_0 \end{pmatrix} = \underline{T}_4^{-1} \cdot \begin{pmatrix} \underline{I}_{L1} \\ \underline{I}_{L2} \\ \underline{I}_{L3} \\ \underline{I}_{L4} \end{pmatrix} = \underline{T}_4^{-1} \cdot I \cdot \begin{pmatrix} 1 \\ 1 \\ -1 \\ -1 \end{pmatrix} = I \cdot \begin{pmatrix} 0,5 + j0,5 \\ 0 \\ 0,5 + j0,5 \\ 0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 500 + j500 \\ 0 \\ 500 + j500 \\ 0 \end{pmatrix} \text{ A} \quad (3.23)$$

Die Gl. (3.9) beträgt in diesem Fall:

$$\begin{pmatrix} \Delta \underline{U}_1 \\ \Delta \underline{U}_2 \\ \Delta \underline{U}_3 \\ \Delta \underline{U}_0 \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} 0,0351 + j0,1297 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,0226 + j0,0891 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0,0351 + j0,1297 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0,3159 + j0,1439 \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} 500 + j500 \\ 0 \\ 500 + j500 \\ 0 \end{pmatrix} \quad (3.24)$$

Die Betriebskenngrößen in diesem Fall bestehen in der 1. Komponente (4-Phasen-Mitsystem) und auch in der 3. Komponente (4-Phasen-Gegensystem). Diese Betriebsweise stellt somit einen unsymmetrischen Betriebszustand dar. Der Gegenstrom ist somit gleich wie beim Mitsystem Die Leistung wird sowohl im 4-Phasen-Mitsystem als auch im 4-Phasen-Gegensystem übertragen. Die Verluste betragen:

$$P_{v\text{-variante 4}} = I_1^2 \cdot \text{Re}(\underline{Z}'_{1-b4}) + I_3^2 \cdot \text{Re}(\underline{Z}'_{3-b4}) = 2 \cdot 2 \cdot 500^2 \cdot 0,0351 = 35,1 \text{ W/m} \quad (3.25)$$

Sie ist somit gleich wie bei Variante 1.

Die oben durchgeführten Analysen der Verluste bei verschiedenen Phasenaufteilungen zeigen eine sehr gute Übereinstimmung mit den Ergebnissen aus der Anwendung numerischer Methoden [97], [98]. Zudem kann die Bedeutung jeder Phasenaufteilung und der daraus resultierende Betriebszustand (Symmetrie oder Unsymmetrie) veranschaulicht werden. Mit der verallgemeinerten Symmetrische-Komponente-Methode kann somit das Übertragungsverhalten von Mehrphasensystemen ähnlich wie beim normalen dreiphasigen Drehstromsystem analysiert werden.

4. Ausgleichsvorgänge bei langen Drehstromkabeln

Das Verhalten während elektromagnetischer Ausgleichsvorgänge bestimmt bei den meisten elektrischen Betriebsmitteln deren Planung und Auslegung. Zahlreiche Ausgleichsvorgänge in elektrischen Netzen wie beispielsweise Netzfehler, Schalthandlungen oder atmosphärische Ereignisse sind mit Überspannungen bzw. Überströmen verbunden, welche zu hohen Beanspruchungen der Isolierung elektrischer Betriebsmittel führen. Eine möglichst umfassende Kenntnis des Betriebsverhaltens während Ausgleichsvorgängen ist für die Planung von Kabelnetzen besonders wichtig, weil die Isolierungssysteme von Kabelanlagen nach Beschädigungen nicht wie bei Freileitungen selbst heilen können und wegen der unter Umständen notwendigen Fehlerortung, der anschließenden Reparatur oder auch der Neuinstallation langwierig, aufwändig und teuer sein können. In diesem Kapitel sollen wichtige Betriebsphänomene in Netzen mit langen Kabelstrecken oder Zwischenverkabelungen betrachtet werden, in denen die entstehenden Überspannungen bzw. Überströme

- zur Beschädigung der Kabelisolierungen oder
- zu möglichen Problemen für andere Betriebsmittel im Netz

führen können. Die Betrachtungen in diesem Kapitel konzentrieren sich auf die leiterbezogenen elektrischen Verhältnisse. Das Betriebsverhalten von Schirmen bei langen Verkabelungen wird im nächsten Kapitel „Schirmbehandlungen“ untersucht.

4.1 Der Ferranti-Effekt

Der Ferranti-Effekt tritt an schwach ausgelasteten, im Grenzfall an leerlaufenden Kabelstrecken auf. Aufgrund der großen Laderströme der Kabelstrecke erhöhen sich die Spannungen am Leitungsende auf u.U. unzulässig hohe Werte (Abb. 4.1). Dieser Effekt wird stärker, je höher die Impedanz des einspeisenden Netzes ist. Wie bereits im letzten Kapitel aufgezeigt wurde, werden Ladestromspulen zur Vermeidung unzulässiger Spannungserhöhungen, die am Anfang und Ende der Kabel angeschlossen werden, eingesetzt. Die Spannungsanhebung an beiden Kabelenden kann dadurch auf sichere Werte reduziert werden. Für lange Kabelverbindungen ist allerdings zu beachten, dass kritische Spannungserhöhungen nicht nur an den Kabelenden, sondern auch innerhalb der Kabelstrecke auftreten können.

Die Spannungserhöhung durch den Ferranti-Effekt kann bis zum Auslösen des Netzschutzes einigen Sekunden andauern und schwere thermische Beanspruchungen der Überspannungsableiter verursachen. Aus dieser Sicht ist es vorteilhaft, die Kompensationsdrosseln bei langen Kabeln nicht an die Sammelschiene oder die Tertiärwicklung eines Dreiwicklungstransformators, sondern direkt an die Kabelenden anzuschließen. Dies kann einerseits das Risiko der Spannungsanhebung bei Leerlauf reduzieren und andererseits zusätzliche Leistungsschalter einsparen [12]. Ein Problem dieser Schaltungskonfiguration liegt aber darin, dass Kabel und Drosseln in diesem Fall stets einen Parallelschwingkreis bilden und gemeinsam ein- bzw. ausgeschaltet werden. Unerwünschte Erscheinungen können bei dieser Schaltungskonfiguration auftreten. Auf denen wird im Abschnitt „Schaltvorgänge“ näher eingegangen.

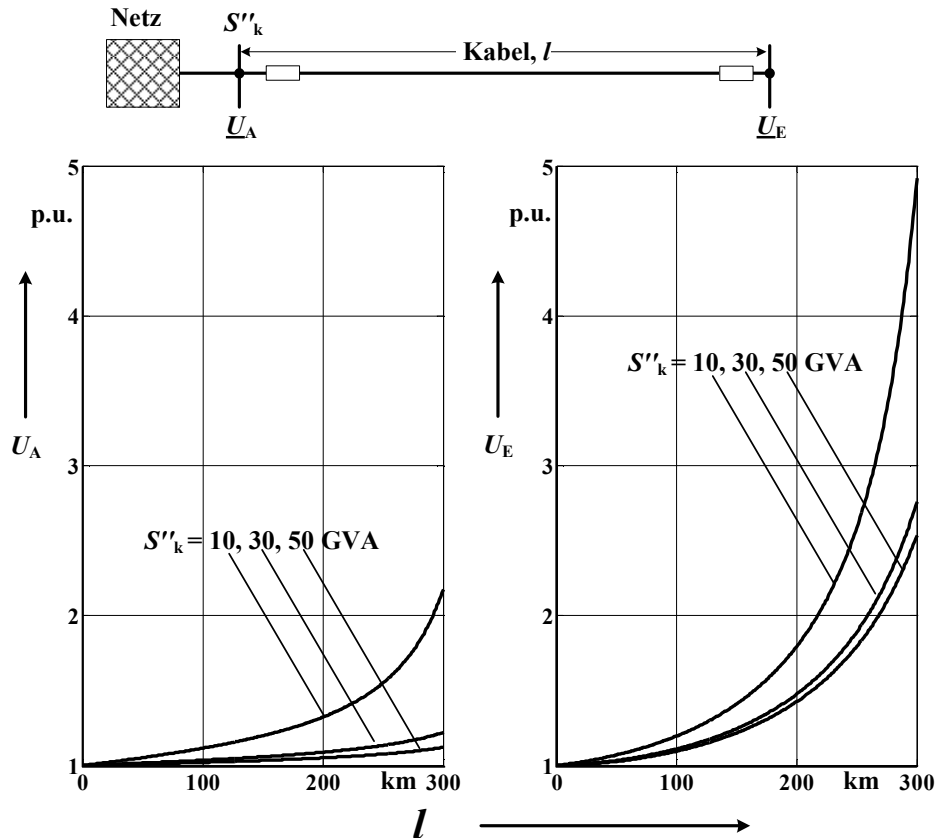


Abbildung 4.1: Spannungserhöhungen durch den Ferranti-Effekt am Anfang und am Ende eines 380 kV-Kabelsystems in unterschiedlich starken Netzen (S''_k : Kurzschlussleistung am Anschlusspunkt).

4.2 Resonanzen

Kabel weisen aufgrund ihres hohen, auf den Bereich der elektrischen Isolierung begrenzten elektrischen Feldes einen viel größeren Kapazitätsbelag als Freileitungen auf, welcher die Systemimpedanz erheblich beeinflussen kann. Bei der Planung großer Kabelnetze ist es äußerst wichtig, die verschiedenen Kategorien von Resonanzerscheinungen im Detail zu untersuchen und die Entstehung möglicher Resonanzen schon in der Designphasen zu vermeiden, weil der in den einschlägigen Normen festgelegte Prozess zur Isolationskoordination davon ausgeht, dass die Resonanzüberspannungen schon durch Gegenmaßnahmen im Netz unterdrückt werden [85]. In der Praxis allerdings kann die Ursache von Resonanzen so kompliziert sein, dass sie erst nach langem Betrieb entdeckt werden.

Resonanzüberspannungen können auftreten, wenn im Netz Betriebsmittel mit induktiver und kapazitiver Charakteristik zusammengeschaltet und durch Oberschwingungen oder Schaltvorgänge angeregt werden. Identifikation aller potentiellen Resonanzen in einem komplexen Energieversorgungssystem stellt eine schwierige Aufgabe für Systemanalytiker dar. Vielmehr lassen sich die Frequenzcharakteristiken nur für die häufig betriebenen Netzkonfigurationen mit Hilfe von EMTP (durch den so genannte „Frequency Scan“ in ATP) [40] ermitteln. Aus den Ergebnissen des „Frequency Scan“ erhält man die Netzimpedanz an einem betrachteten Anschlusspunkt, die nicht nur für Bestimmung der harmonischen Oberschwingungen, sondern auch für Berechnungen der Schaltvorgänge im Zeitbereich äußerst wichtig ist.

Resonanzüberspannungen werden nach unterschiedlichen Gesichtspunkten klassifiziert. Nach Art der Frequenzcharakteristiken wird zwischen Parallelresonanz und Reihenresonanz unterschieden. Im Folgenden werden die wichtigen Schaltungskonfigurationen in Kabelnetzen illustriert, bei denen die Resonanzen leicht entstehen könnten.

4.2.1 Parallelresonanz

Parallelschwingkreise bestehen aus einer Parallelschaltung von Induktivitäten und Kapazitäten. Bei Parallelresonanz ergibt sich eine hohe Impedanz. Da die meisten harmonischen Quellen im Netz sich wie Stromquellen verhalten, führt die Anregung eines Parallelschwingkreises zu einer erhöhten harmonischen Spannung am Anschlusspunkt und infolge dessen zu einem erhöhten Oberschwingungsstrom in jedem Zweig in der Parallelschaltung. Die Auswirkungen von langen Drehstromkabeln auf die Netzimpedanz werden im Folgenden durch ein Beispiel erläutert.

Eine 380-kV-Leitung wird zwischen Netz 1 und Netz 2 über eine Entfernung von 100 km geplant (Abb. 4.2). Als Übertragungsmittel werden Freileitung und Kabel betrachtet. Um das (n-1)-Kriterium zu gewährleisten, wird die Leitung als Doppelsystem ausgeführt. Das Drehstromkabelsystem wird, wie im letzten Kapitel analysiert wurde, mit Drosseln an beiden Enden mit einem Kompensationsgrad von 80% ausgerüstet.

Die Systemimpedanz an der Sammelschiene 1 hängt von den Leitungsparametern und den Einspeise- bzw. Lastbedingungen in Netz 1 und Netz 2 ab. Ein gefährlicher Zustand entsteht bei geringem Leistungsaustausch zwischen den Netzen, oder wenn die Leitung am Übergabepunkt zu Netz 2 ausgeschaltet ist (die Leistungsschalter LS21 und LS22 sind dann offen). In diesem Fall bilden die Netzimpedanz 1 und die Leitung einen Parallelschwingkreis (Abb. 4.2). Die Veränderung der Systemimpedanz an der Sammelschiene 1 durch Installation der neuen Leitung wird in Abb. 4.3 dargestellt, wobei die äquivalente Netzimpedanz Z_{netz1} den Frequenzgang eines realen 380-kV-Netzes beschreibt.

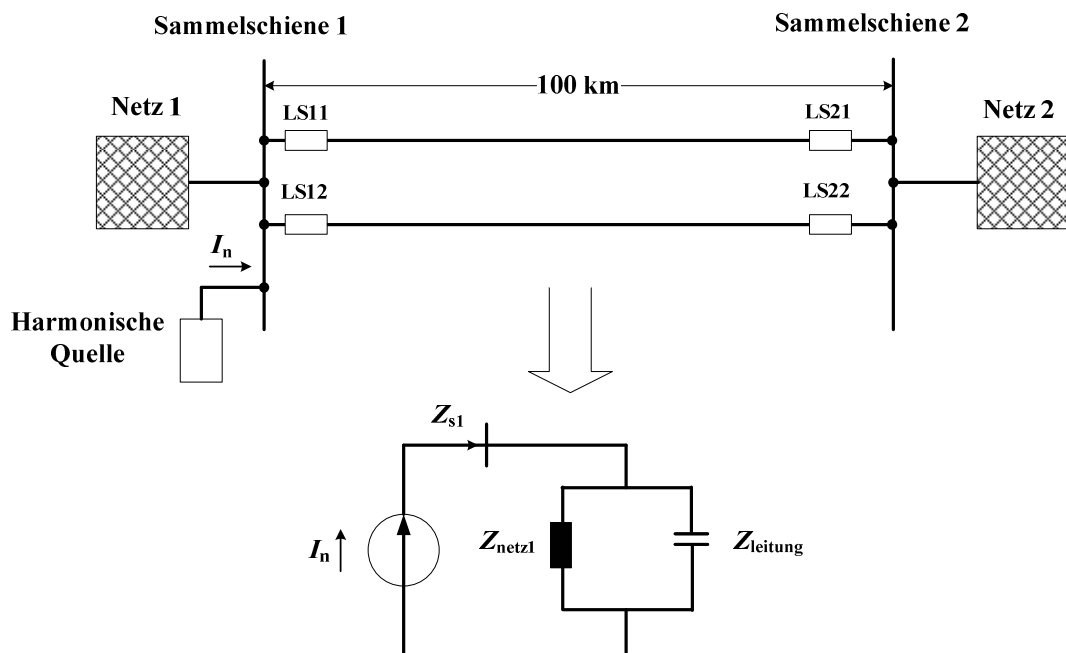


Abbildung 4.2: Bestimmung der Systemimpedanz an der Sammelschiene 1 für eine harmonische Stromquelle.

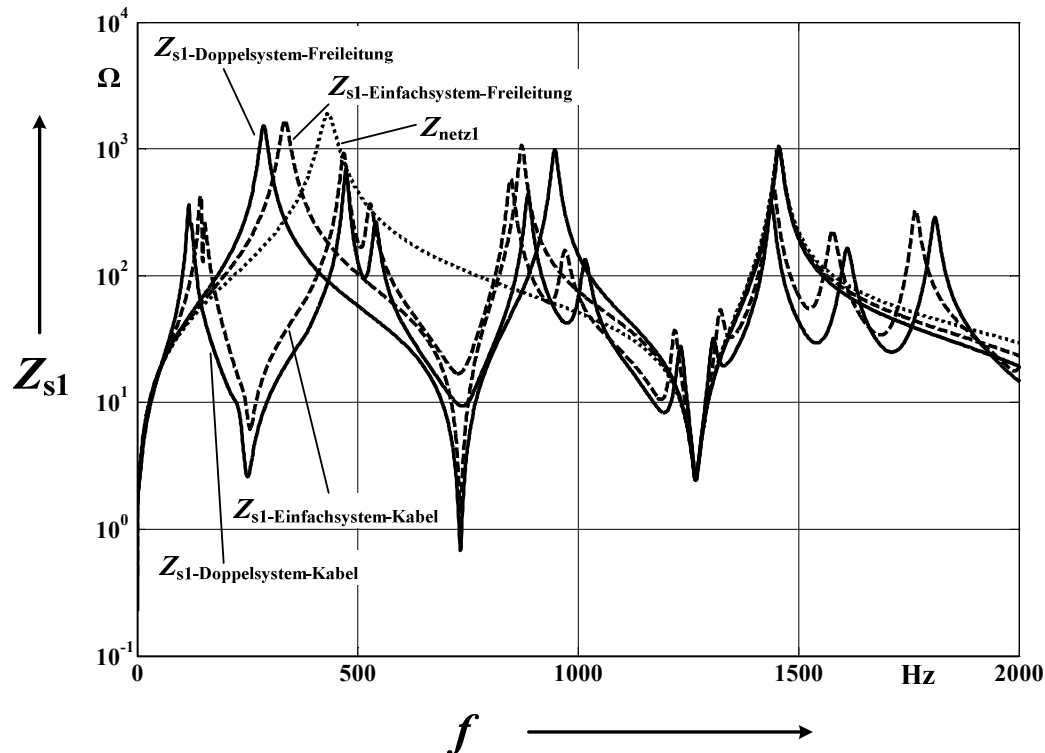


Abbildung 4.3: Systemimpedanz (Mitsystem) an der Sammelschiene 1 des Ursprünglichen Systems (Z_{netz1}) und nach der Installation einer neuen Leitung in den Ausführungen als Freileitungseinfach- oder Freileitungsdoppelsystem beziehungsweise Kabeleinfach- oder Kabeldoppelsystem

Aus Abb. 4.3 ist zu entnehmen:

- Durch den Aufbau der neuen Leitung wird die erste Parallel-Resonanzfrequenz in einen niedrigeren Frequenzbereich verschoben. Sie trat ursprünglich bei 443 Hz auf. Nach dem Netzausbau tritt sie bei 335 Hz bei der Ausführung als Freileitung-Einfachsystem, bei 288 Hz durch Ausführung als Freileitung-Doppelsystems, bei 146 Hz durch Ausführung als Kabel-Einfachsystems oder bei 117 Hz durch Ausführung als Kabel-Doppelsystems auf.
- Die Amplitude der Systemimpedanz bei den Resonanzfrequenzen sinkt bei der Ausführung als Kabelsystem stärker als bei der Ausführung als Freileitungssystem.

Die beiden Aspekte zeigen ein ungünstiges Betriebsverhalten von Kabelsystemen bezüglich Oberschwingungen: einerseits erleichtert die niedrige Resonanzfrequenz die Entstehung von Oberschwingungen und andererseits begünstigt die niedrige Systemimpedanz deren Ausbreitung. Bei der Planung langer Kabelverbindungen sollte daher eine sorgfältige Frequenzanalyse für verschiedene Netzkonfigurationen durchgeführt werden, um die Oberschwingung im Netz nicht in unzulässiger Weise zu verstärken.

Diese Verschiebung der Parallelresonanz in niedrigere Frequenzbereiche ist auch für Untersuchungen von Schaltvorgängen von Bedeutung. Beim Einschalten leerlaufender Transformatoren treten hohe Rushströme auf, welche Oberschwingungen in einem breiten

Frequenzbereich enthalten, die zu kritischen Resonanzen führen könnten. Eine eingehendere Darstellung des Problems wird im Abschnitt „Schaltvorgänge“ aufgezeigt.

4.2.2 Reihenresonanz

Reihenresonanzschwingkreise bestehen aus einer Reihenschaltung von Induktivitäten und Kapazitäten. Bei Anregung eines Reihenschwingkreises durch Spannungsüberschwingungen beträgt der imaginäre Teil der gesamten Impedanz null und die Ströme werden nur durch die ohmschen Widerstände begrenzt, so dass Überströme im Netz fließen und Überspannungen an den Klemmen der Induktivitäten oder Kapazitäten entstehen können. Zwei typische Netzkonfigurationen von Reihenresonanzschwingkreisen sind in Abb. 4.4 dargestellt.

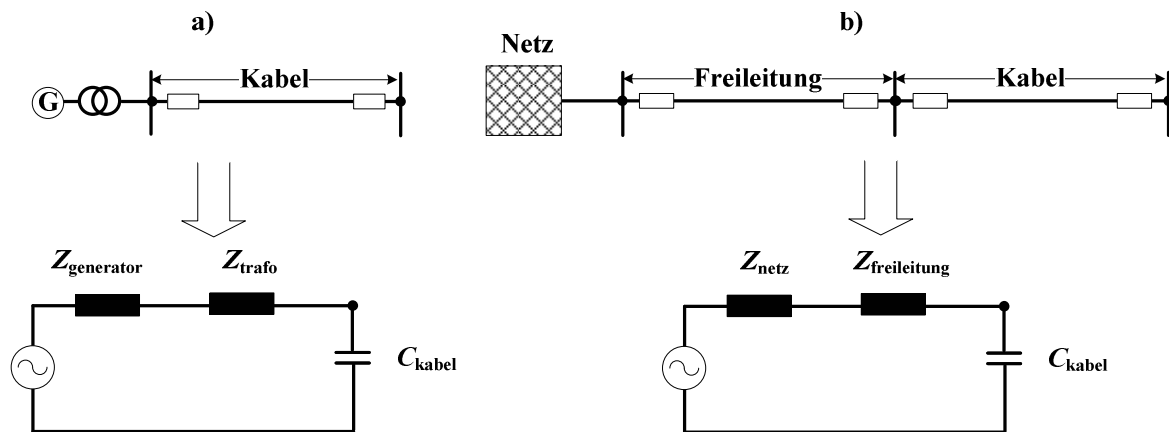


Abbildung 4.4: Reihenresonanz bei Kabelnetzen

Die Schaltung a) in Abb. 4.4 beschreibt eine Resonanzschaltung einer Kabelverbindung zum Kraftwerksanschluss. Wenn Kabel direkt an den Blocktransformator des Kraftwerkes angeschlossen sind, so existiert eine kritische Länge, bei der eine Selbsterregung bei Betriebsfrequenz des Reihenschwingkreises, gebildet durch die Induktivitäten des Synchrongenerators und des Transformators sowie den Kapazitäten der Kabel, entsteht. Der ungünstige Fall tritt auf, wenn sich nur ein Generator und ein Transformator in Betrieb befinden. Mit den typischen Werten von Betriebsmitteln in 380-kV-Systemen liegt diese kritische Länge bei etwa 10 km für ein Einfach-Kabelsystem oder etwa 5 km für ein Doppel-Kabelsystem [99], [100].

Die Schaltung b) in Abb. 4.4 stellt einen Reihenschwingkreis bei Teilverkabelungen dar. Der ungünstige Fall tritt auf, wenn das Kabelsystem über eine lange Freileitung mit einem schwachen Netz verbunden ist. Die Resonanzfrequenz im Mitsystem lässt sich durch Gl. (4.1) grob abschätzen:

$$j \cdot 2\pi \cdot f_0 \cdot n \cdot (L_{\text{netz}} + l_{\text{freileitung}} \cdot L'_{\text{freileitung}}) - j \frac{1}{2\pi \cdot f_0 \cdot n \cdot l_{\text{kabel}} \cdot C'_{\text{kabel}}} = 0 \quad (4.1)$$

mit

- f_0 der Betriebsfrequenz 50 Hz,
- n harmonischen Ordnungszahl,
- L_{netz} der Netzinduktivität im Mitsystem,

$L'_{\text{freileitung}}$ dem Induktivitätsbelag der Freileitung im Mitsystem,

$l_{\text{freileitung}}$ der Länge der Freileitung,

C'_{kabel} dem Kapazitätsbelag des Kabels im Mitsystem,

l_{kabel} der Länge des Kabels,

Mit typischen Betriebsmittelskennndaten des 380 kV-Netzes lässt sich die Abstimmung der Reihenresonanz als Funktion von den Längen der Freileitung und des Kabels in Abb. 4.5 darstellen. Aus Abb.4.5 ist zu entnehmen, dass niedrige Reihenresonanzen bei einer durchaus realistischen Leitungslänge auftreten könnten. So kann beispielsweise eine Reihenresonanz bei der dritten Harmonischen bei einer Reihenschaltung von 100 km Freileitung und 56 km Kabel bei Einfachsystem und einer Länge von 28 km bei Kabel-Doppelsystem entstehen.

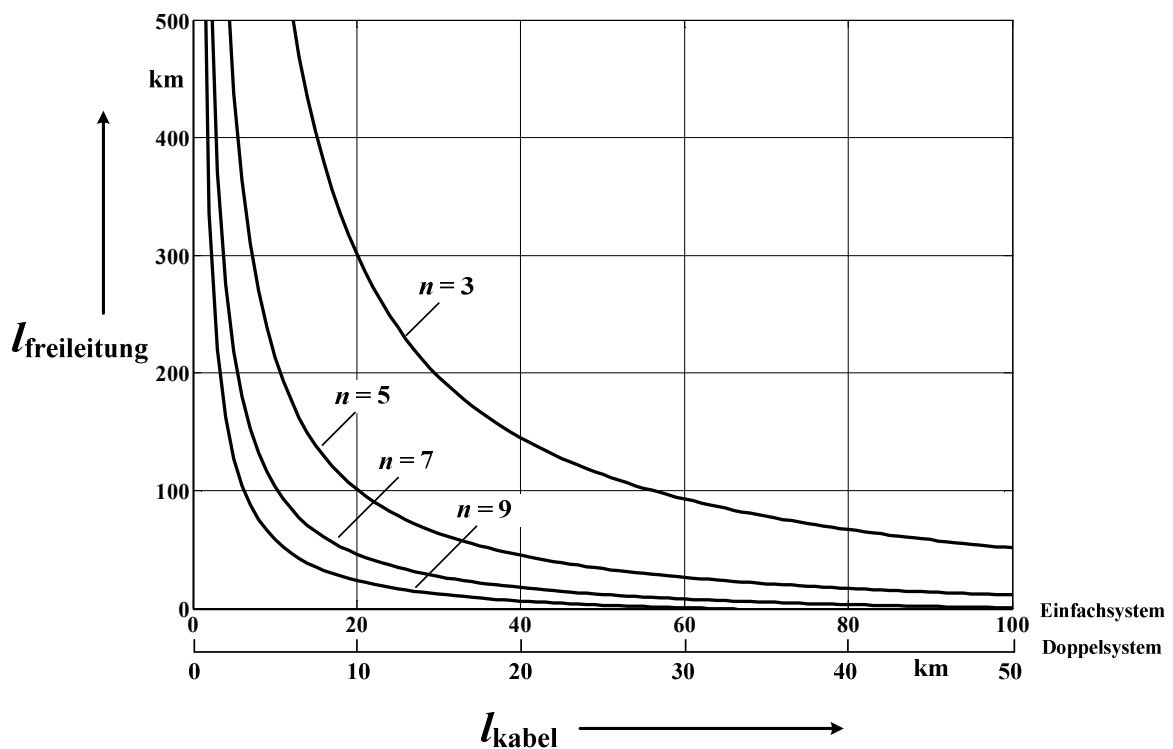


Abbildung 4.5: Reihenresonanz als Funktion von den Längen der Freileitung und des Kabel bei einer Teilverkabelung.

Eine Erregung dieser Schaltung kann bei der in Abb. 4.6 dargestellten Netzkonfiguration generiert werden. Je nach der Länge von Leitung 1 kann eine Einschaltüberspannung mit der kritischen Oberschwingung an der Sammelschiene 1 entstehen, die den Rheinschwingkreis erregen kann.

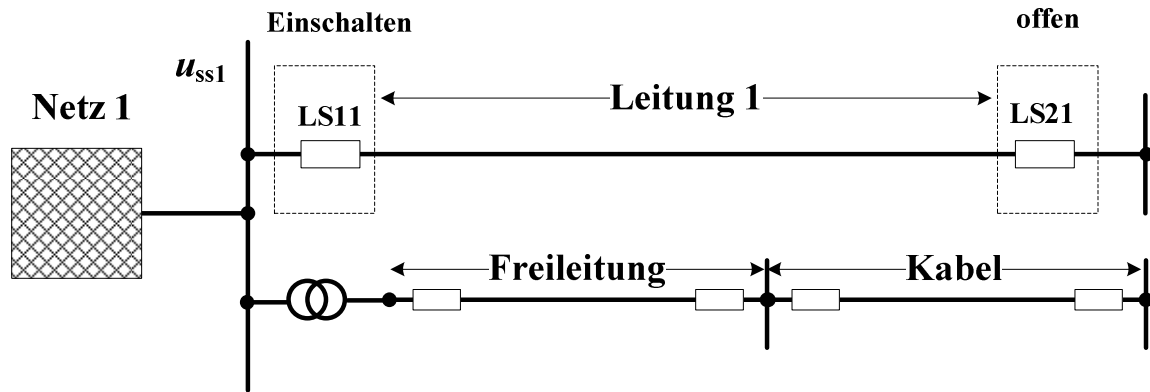


Abbildung 4.6: Erregung der Resonanzschaltung b) in Abb. 4.4 durch Schaltvorgänge auf Leitung 1.

4.3 Schaltvorgänge bei Kabelnetzen

Schaltvorgänge werden durch geplante Schalthandlungen oder unerwünschte Ereignisse wie Netzfehler initiiert. Die dadurch entstehenden Überspannungen und -ströme werden bestimmt durch eine Reihe von Parametern wie der Kurzschlussleistung des einspeisenden Netzes, der Netzkonfiguration, Leitungslängen, Betriebsmittelkenndaten, Blindleistungskompensationen, Betriebsweisen der Leistungsschalter (gesteuert oder nicht) usw. Im Folgenden werden wichtige Schaltvorgänge bei langen Kabelverbindungen bzw. großen Kabelnetzen betrachtet.

4.3.1 Einschalten leer laufender Drehstromkabel

Das Einschalten von langen Drehstromkabelstrecken kann abhängig von den Einschaltmomenten zu großen transienten Überspannungen und Überströmen führen. Die Pole eines Drehstromleistungsschalters schließen in der Regel nicht gleichzeitig. Sie lassen sich jedoch durch eine statistische Verteilung erfassen und als drei statistisch verbundene Schalter in ATP-EMTP nachbilden [40]. Zur Erzielung zuverlässiger Ergebnisse sind generell mehr als 100 Simulationen des Einschaltvorgangs mit stochastisch bestimmten unterschiedlichen Einschaltzeiten der Schalterpole erforderlich.

Im Folgenden werden die beim Einschalten der Referenz-380 kV-Kabelanlage auftretenden Überspannungen mithilfe der statistischen Analyse in ATP-EMTP untersucht. Bei den nachstehenden Berechnungen wird nach [101] angenommen, dass

- der erste zu schließende Schalterpol (Phase L1) in einem Zeitintervall um das Maximum seiner Spannungsamplitude (z.B. um 10 ms) geschaltet wird,
- die anderen beiden Pole dem ersten Schalterpol in einer Gleichlaufdifferenz von 5 ms nach einer Gleichverteilung folgen,
- die Streuung der Einschaltaugenblicke für alle drei Pole nach einer Gleichverteilung erfolgt,
- die Standardabweichung zu 1 ms angenommen werden kann,

- insgesamt 200 Simulationen durchgeführt werden. Um die Auswirkung der einzelnen Faktoren zu verdeutlichen, sind keine Schutzeinrichtungen wie Dämpfungswiderstände in Leistungsschaltern oder Überspannungsableiter in den Schaltungen berücksichtigt.

Es wird zuerst die Auswirkung der Kabellängen betrachtet. In diesem Fall wird die Kurzschlussleistung des einspeisenden Netzes als 10 GVA angenommen. Die statistische Verteilung der Schaltüberspannungen am Kabelende ist in Abb. 4.7 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die maximale Einschaltüberspannung mit vergrößernden Kabellängen deutlich gesteigert wird. Die 2%-Einschaltüberspannung beträgt das 2,5-fache, das 2,8-fache und das 3,3-fache der Nennscheitelspannung (310,27 kV) bei Verbindungslängen von 50 km, 100 km beziehungsweise 150 km.

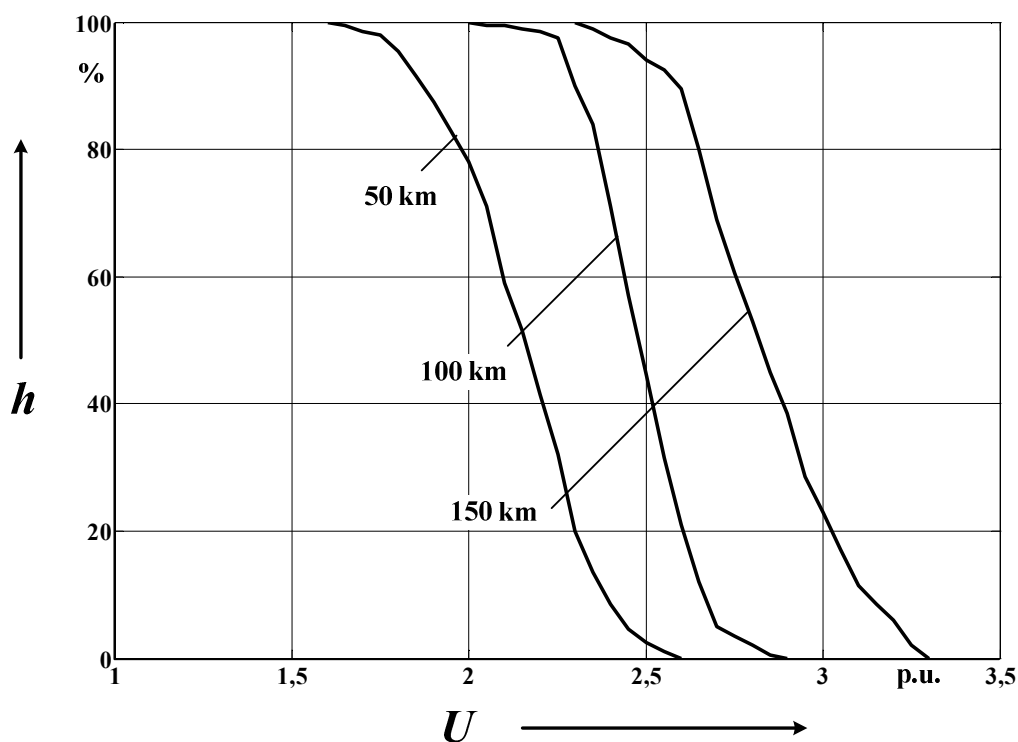


Abbildung 4.7: Summenhäufigkeit der Schaltüberspannung beim Einschalten eines leerlaufenden Kabels. Parameter: Kabellänge. (Kurzschlussleistung des einspeisenden Netzes: 10 GVA).

Abb. 4.8 zeigt den Einfluss der Kurzschlussleistung des einspeisenden Netzes am Anschlusspunkt. Bei dieser Betrachtung ist die Kabellänge zu 100 km angenommen. Aus Abb. 4.8 ist zu entnehmen, dass ein Netz mit einer niedrigen Kurzschlussleistung generell erhöhte Schaltüberspannungen verursachen kann. Die Einschaltüberspannungen mit niedrigen Wahrscheinlichkeiten unterscheiden sich beim starken Netz jedoch geringfügig.

Wie im letzten Kapitel gezeigt wurde, dürfen lange Drehstromkabel ohne eine angemessene Blindleistungskompensation nicht betrieben werden. Die Auswirkungen der Kompensationsdrosseln bei Einschaltvorgängen wurden auch statistisch ausgewertet und in Abb. 4.9 dargestellt. Zudem wird in Abb. 4.9 auch der Einfluss von unterschiedlichen Schirmbehandlungen auf die Einschaltüberspannung verglichen. Es ist zu erkennen:

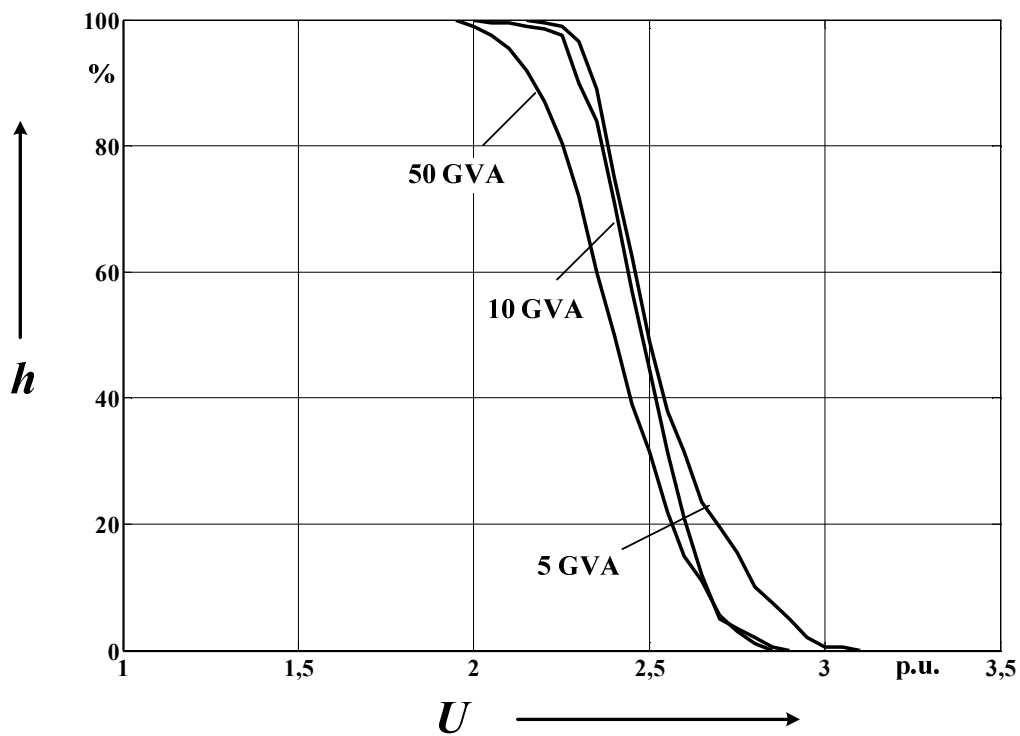


Abbildung 4.8: Überspannungsverteilung beim Einschalten eines leerlaufenden Kabels. Parameter: Kurzschlussleistung des einspeisenden Netzes. Kabellänge: 100 km.

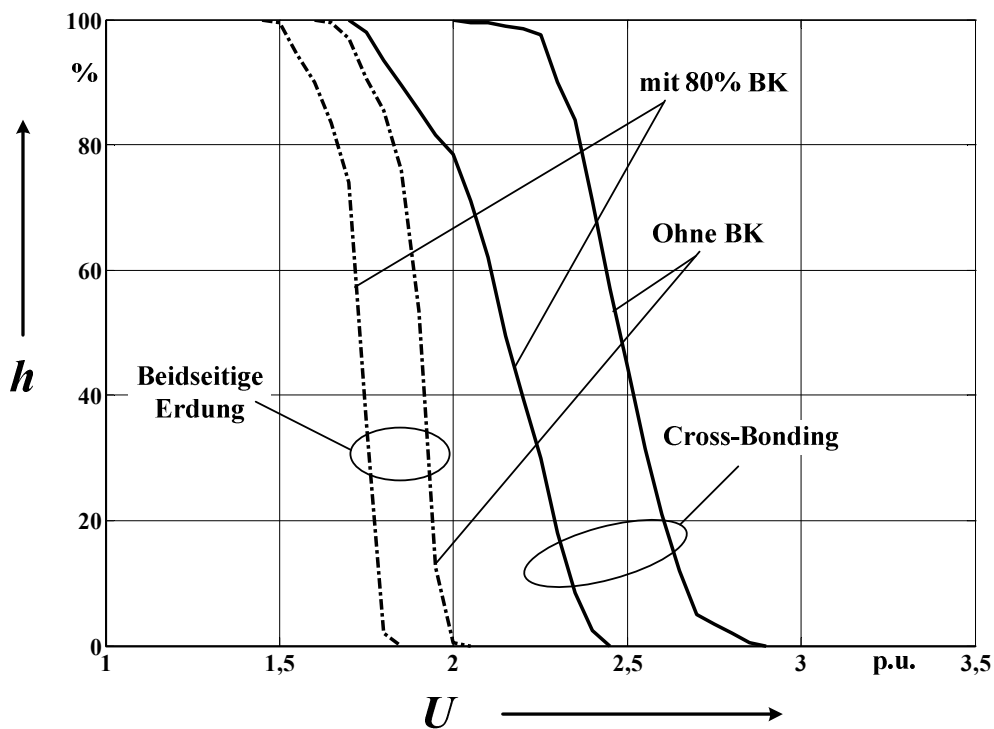


Abbildung 4.9: Die Auswirkungen von Blindleitungskompensationen BK und Schirmbehandlungen (beidseitige Erdung und Cross-Bonding) auf die Überspannungsverteilung bei Einschaltvorgängen. Kabellänge: 100 km.

- Kompensationsdrosseln zeigen wiederum eine positive Wirkung auf die transienten Einschaltüberspannungen. Die 2%-Überspannung ist vom 2,8-fachen auf das 2,4-fache der Nennscheitelspannung bei einer 80%-Blindleistungskompensation reduziert,
- Einschaltüberspannungen können weiter deutlich verringert werden, wenn vom Cross-Bonding auf beidseitig geerdete Kabelmäntel übergegangen wird. Dieser Aspekt kann jedoch nur bei einem besonderen Kabeldesign – dem so genannten Koaxialkabel - ausgenutzt werden. Eingehendere Darstellung von Koaxialkabeln der Energiekabeltechnik ist in [89] zu finden.

Das transiente Einschwingen bei Einschaltvorgängen kann unterdrückt werden, wenn die Leistungsschalter durch Steuergeräte im geeigneten Zeitpunkt eingeschaltet werden. Ideal ist ein Schalten aller drei Pole im Nulldurchgang der Spannung. Zur Veranschaulichung der Auswirkung der synchronen oder der kontrollierten Einschaltung werden die transienten Einschaltüberspannungen am Kabelende für folgende drei Fälle berechnet:

1. Einschalten der leerlaufenden Kabel ohne Blindleistungskompensation zu den ungünstigsten Zeitpunkten,
2. Einschalten der leerlaufenden Kabel bei 80%-Blindleistungskompensation in den ungünstigsten Zeitpunkten sowie
3. Synchrones Einschalten im Spannungsnulldurchgang der leerlaufenden Kabel bei 80%-Blindleistungskompensation.

Bei dieser Berechnung ist eine Sättigung der Kompensationsdrosseln nicht berücksichtigt. Diese verursacht generell leicht höhere Überspannungen. Die zeitlichen Verläufe der Einschaltspannungen der Phase L1 sind in Abb. 4.10 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die größte auftretende Spannung durch die synchrone Einschaltung im Spannungsnulldurchgang auf weniger als das 1,5-fache der Nennspannung verringert wird. Darüber hinaus wird die Spannung schon nach ca. 50 ms in den vom Netz vorgegebenen Verlauf gezwungen.

Die zu diesem Einschaltvorgang gehörigen Ströme durch den Leistungsschalter sind in Abb. 4.11 dargestellt. Man erkennt, dass das synchrone Einschalten im Spannungsnulldurchgang auch eine positive Wirkung auf die Amplituden der transienten Ströme bewirkt. Zeitgleich ist jedoch auch eine ungewöhnliche Erscheinung - einen Verlust des Stromsnulldurchgangs- zu beobachten. Auf das Problem wird im nächsten Abschnitt eingegangen.

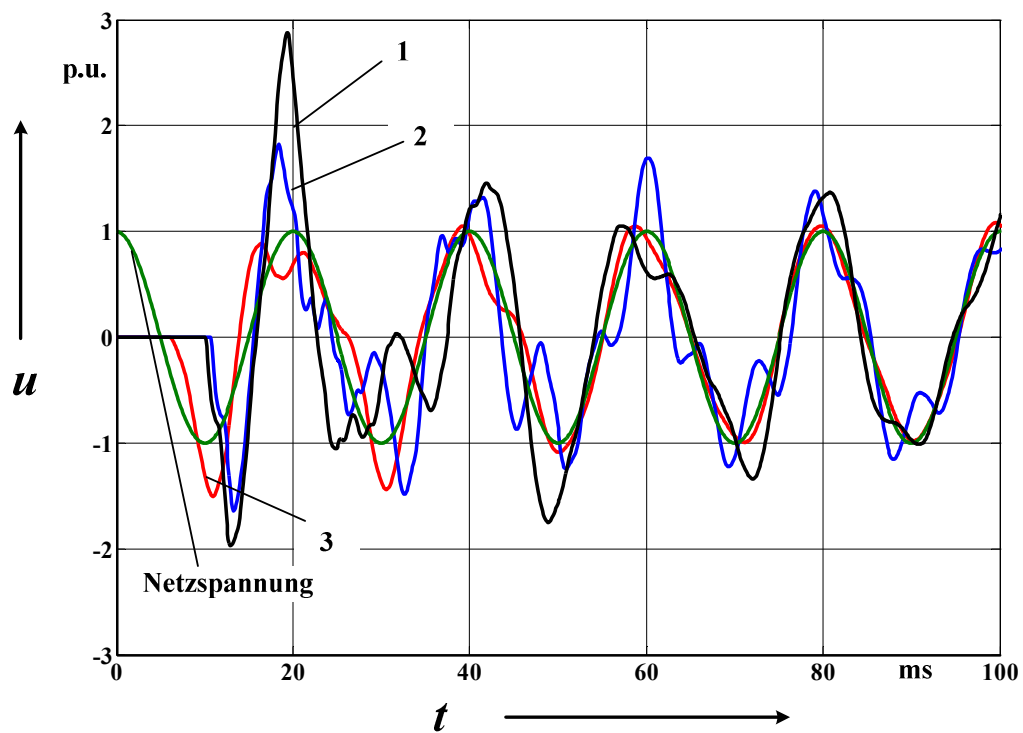


Abbildung 4.10: Transiente Einschaltüberspannungen bei verschiedenen Einschaltansätzen. Kabellänge: 100 km. (1, 2, 3 siehe Text)

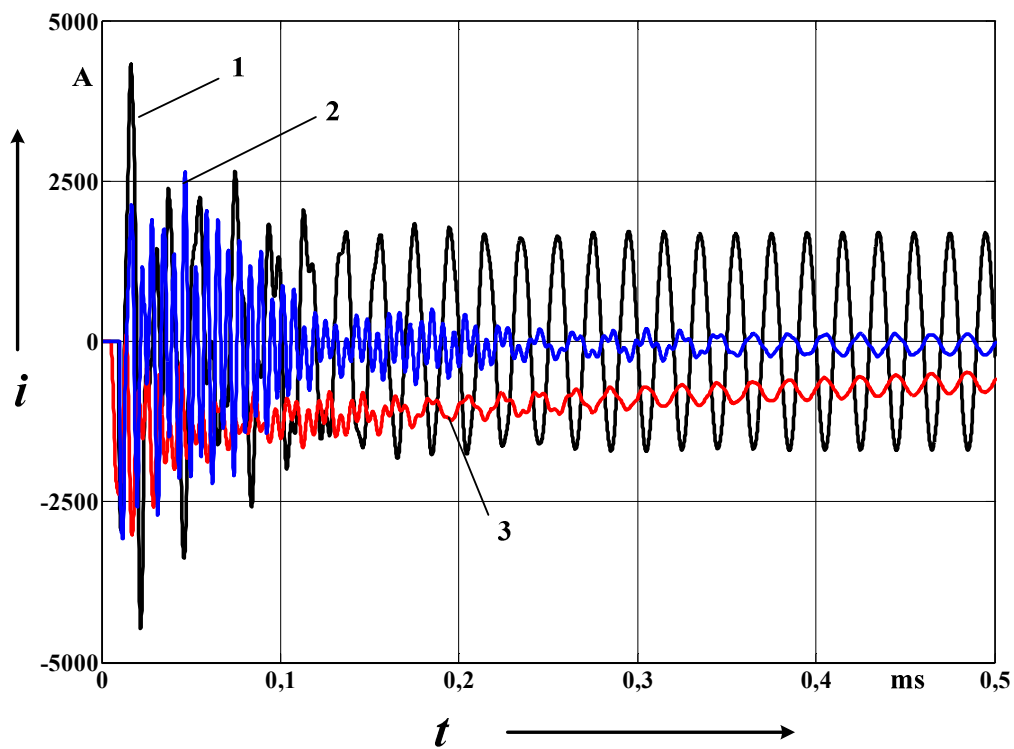


Abbildung 4.11: Transiente Einschaltströme bei verschiedenen Einschaltansätzen. Kabellänge: 100 km. (1, 2, 3 siehe Text)

4.3.2 Verlust des Stromnulldurchgangs beim Einschalten von kompensierten Drehstromkabeln

Zur Erläuterung des Verlustes bzw. der Verzögerung des Stromnulldurchgangs wird das Beispiel des letzten Abschnitts – die synchrone Einschaltung einer 80%-kompensierten Drehstromkabel – eingehender betrachtet. Die Einschaltströme durch Leistungsschalter, Kompensationsdrosseln und Kabel der Phase L3 sind in der Abb. 4.12 gegenübergestellt. Aus Abb. 4.12 ist zu entnehmen, dass der Strom durch den Leistungsschalter aus der Summe der Ströme des Kabels und der Drosselspule besteht. Der Gesamtstrom kann, abhängig von den Einschaltzeiten, einen langsam dämpfenden Gleichstromanteil enthalten.

Wenn jetzt ein Fehler im Netz auftritt, kann der Leistungsschalter aufgrund des Verlustes des Stromnulldurchgangs diesen Fehler nicht abschalten. Ein Beispiel zeigt Abb. 4.13, in der ein einpoliger Erdschluss der Phase L2 beim Einschalten auftritt und die Ströme in L1 und L3 durch die Leistungsschalter wegen der Verzögerung des Stromnulldurchgangs nicht rechtzeitig ausgeschaltet werden können.

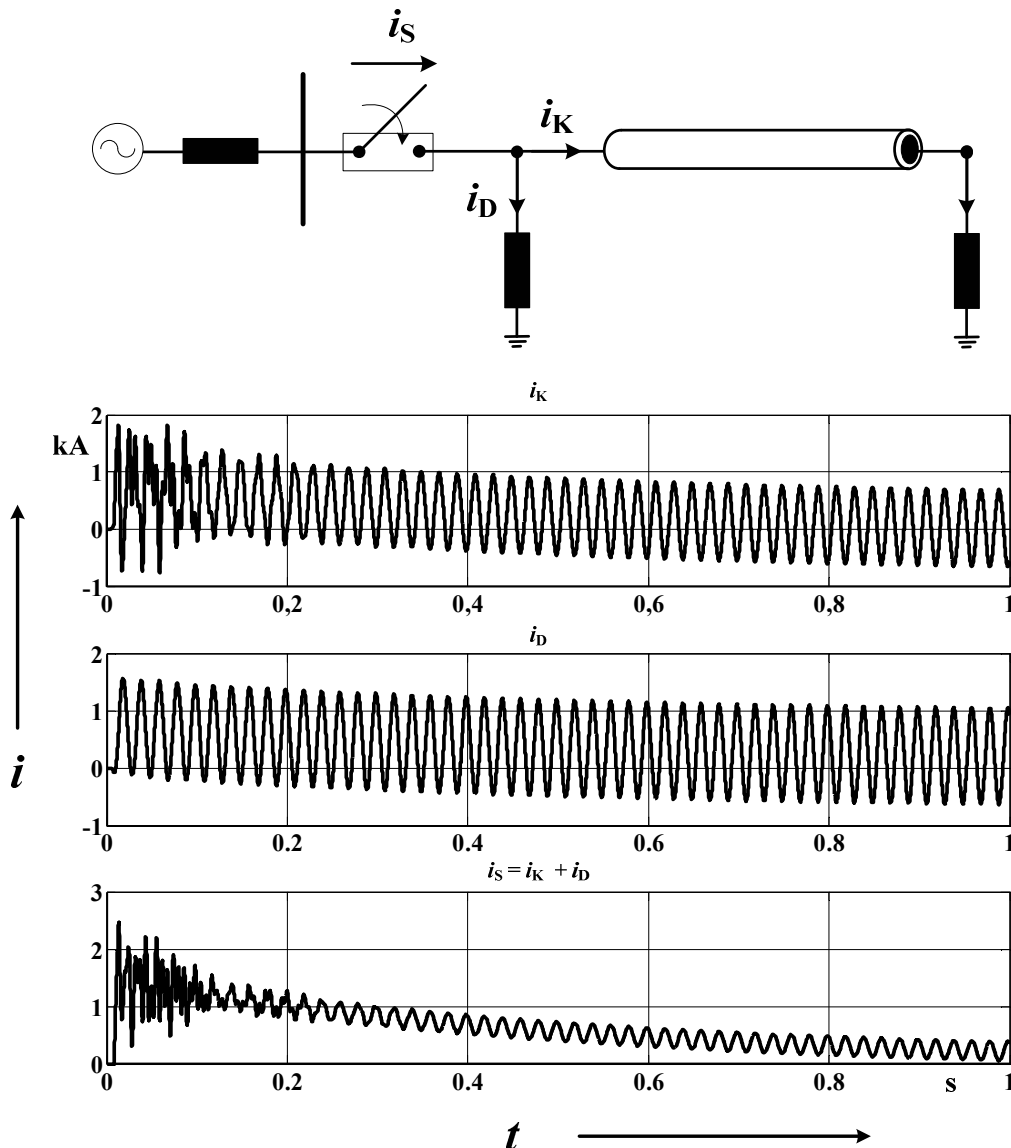


Abbildung 4.12: Verzögerung des Stromnulldurchgangs beim Einschalten eines kompensierten Kabels mit einer synchronen Schaltung im Nulldurchgang der Spannung

Ansätze zur Unterdrückung dieser unerwünschten Verzögerung wurden in [102] ausführlich untersucht. Generell enthält jeder Ansatz sowohl Vorteile als auch Nachteile. Wichtige Maßnahmen sind beispielsweise:

- Synchrones Einschalten im Spannungsmaximum,
- Separates Einschalten von Kabeln und Kompensationsdrosseln (zusätzliche Leistungsschalter zwischen Kabeln und Kompensationsdrosseln sind erforderlich),
- Einsatz von Leistungsschalter mit Einschaltwiderständen und
- Einsatz von Kompensationsdrosseln mit hohem X/R-Verhältnis.

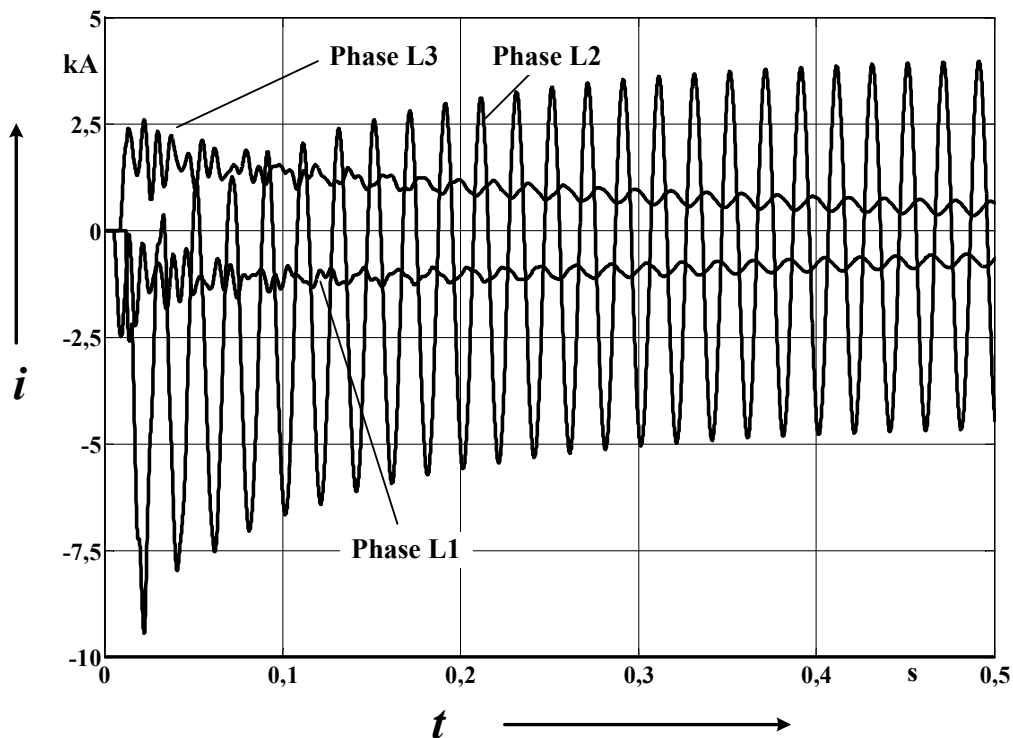


Abbildung 4.13: Verlust des Stromnulldurchgangs beim Einschalten eines kompensierten Kabels. Ein Erdschluss tritt zum Einschaltzeitpunkt in Phase L2 auf.

4.3.3 Ausschalten leer laufender Kabel

Erhebliche Schaltüberspannungen können bei Ausschalten leer laufender Kabel auftreten, wenn die Schaltstrecke ein- oder mehrmalig wieder zündet [85]. Diese Erscheinung lässt sich durch die in Abb. 4.14 dargestellte, einfache Schaltung veranschaulichen. Im Nulldurchgang des Ladestromes befindet sich die Spannung auf der Kabelstrecke im betrachteten Beispiel genau im Maximum und entspricht betragsmäßig annähernd der Leerlaufspannung des speisenden Netzes. Wenn keine Kompensationsdrosseln oder induktive Spannungswandler parallel zur Kabelstrecke geschaltet sind, bleibt das Kabel auf dieser vollen Spannung aufgeladen (grüne Linie). Vor dem Ausschaltzeitpunkt kehrt nur eine vernachlässigbar kleine Lichtbogenspannung über der Schalterstrecke wieder. Nach dem Öffnen der Schalterkontakte bleibt das Kabel aufgeladen. nach einer halben Periode erreicht die Spannung des speisenden Netzes ihre Spannungsmaximum bei negativer Polarität (schwarze Linie). Nun beträgt die Potentialdifferenz über der Schalterstrecke das Zweifache der speisenden Spannung (blaue Linie). Wenn die Schaltstrecke dieser

Spannungsbeanspruchung widersteht, sind keine transienten Schaltüberspannungen zu erwarten (Abb.4. 14).

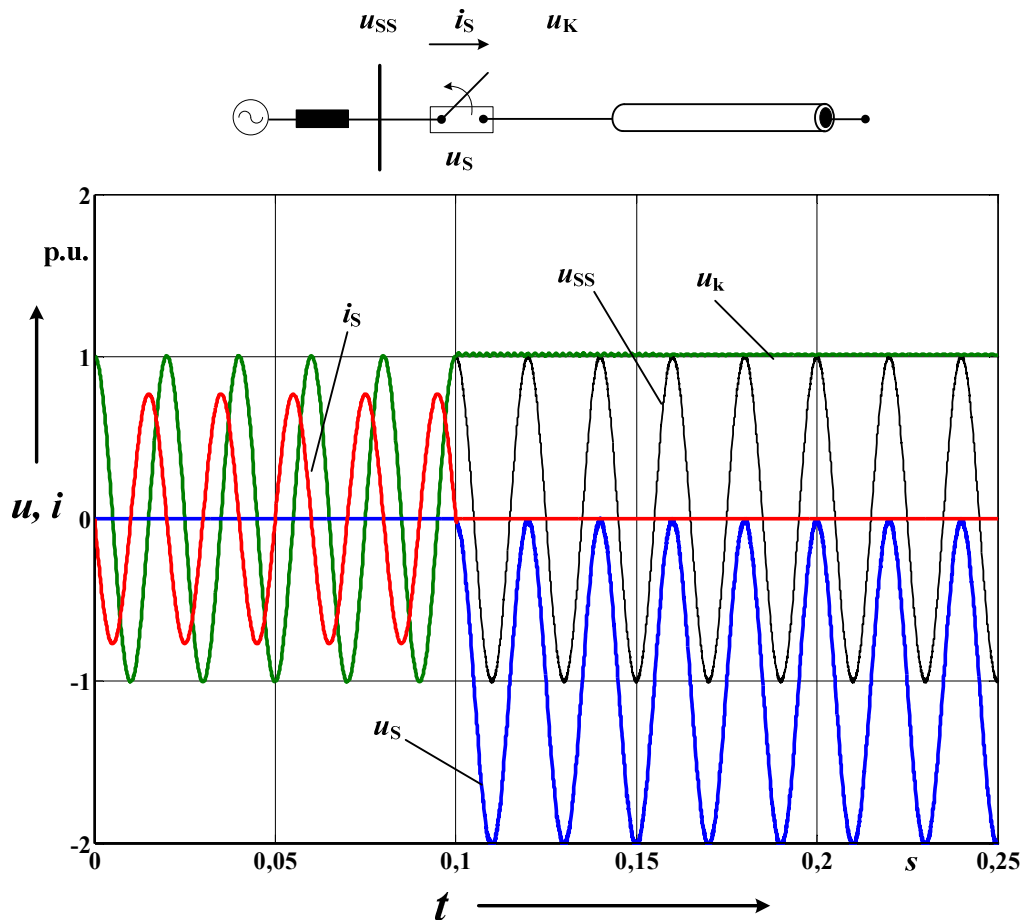


Abbildung 4.14: Ausschalten eines leerlaufenden Kabels ohne Wiederzündung des Schalterlichtbogens

Wenn die Schalterstrecke jedoch noch nicht die erforderliche Spannungsfestigkeit erreicht hat und der Schalter ein- oder mehrmalig rückzündet, können kritische Schaltüberspannungen vom bis zum dreifachen Wert der Nennscheitelspannung entstehen (Abb. 4.15). Strenge Anforderungen müssen deshalb bei der Auswahl der Schalter zum Ausschalten von langen leerlaufenden Drehstromkabeln berücksichtigt werden, damit die Schalterstrecke sich schnell verfestigt und keine Neigung zum Rückzünden besteht. Leistungsschalter mit kapazitivem Schaltvermögen nach IEC 62271 [92] beherrschen diese Überspannungen bis zur ihrem Bemessungs-Ausschaltstrom. Für 400 kV-Kabelsysteme beträgt der Bemessungs-Ausschaltstrom 400 A, was die Kabellänge ohne Ladestromkompensation auf nur ca. 23 km begrenzt.

Das Ausschalten leerlaufender Kabel mit Beschaltung von Kompensationsdrosseln erzeugt generell gedämpfte Spannungsschwingungen (Abb. 4.16), die durch die Zusammenschaltung von Kabeln und Drosselspulen verursacht werden. Bei Ausschaltung des Schwingkreises können niederfrequente Spannungserhöhungen entstehen, die durch Unsymmetrie und Koppelung der Phasen über die Kompensationsdrosseln verursacht werden. Ausführliche Untersuchung zu diesem Thema findet man in [103].

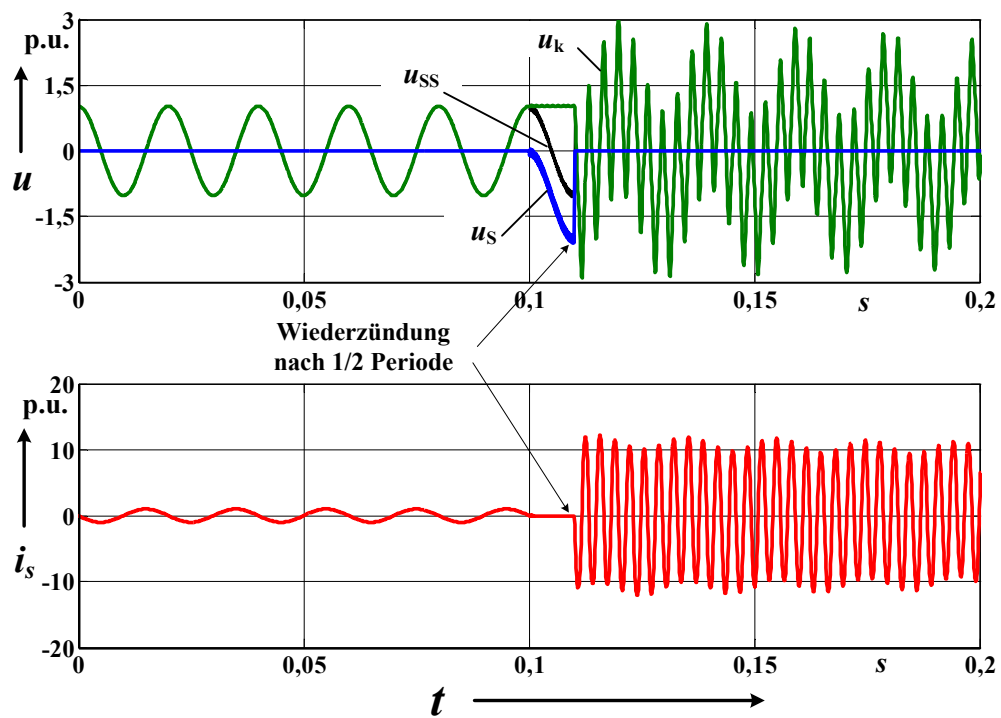


Abbildung 4.15: Ausschalten eines leer laufenden Kabels mit einmaliger Wiederzündung

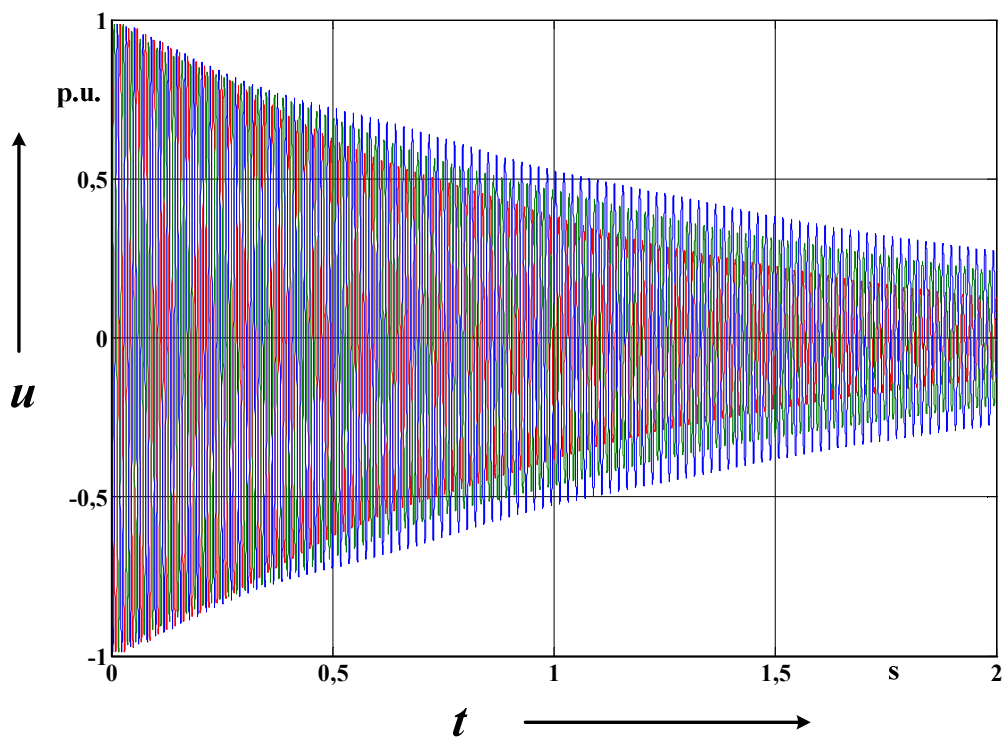


Abbildung 4.16: Ausschalten leerlaufender Kabel mit Beschaltung von Kompensationsdrosseln

4.3.4 Einschalten leer laufender Transformatoren bei Kabelnetzen

Im Beispiel zur Demonstration von Parallelresonanzen im Abschnitt 4.2.1 wurde eine kritische Netzkonfiguration (Abb. 4.17) aufgezeigt, bei der eine Parallelresonanzfrequenz von 146 Hz (Mitsystem, Abb. 4.18) entstehen kann. Diese Frequenz liegt nah an der dritten Harmonischen und führt daher leicht zu Netzqualitätsproblemen. Eine mögliche Veranlassung ist beispielsweise das Einschalten leer laufender Transformatoren. Die durch Einschaltvorgänge verursachten elektrischen Verhältnisse werden im Folgenden durch das Einschalten eines großen 400/231 kV-Netzkupplungstransformators an der Sammelschiene 1 aufgezeigt.

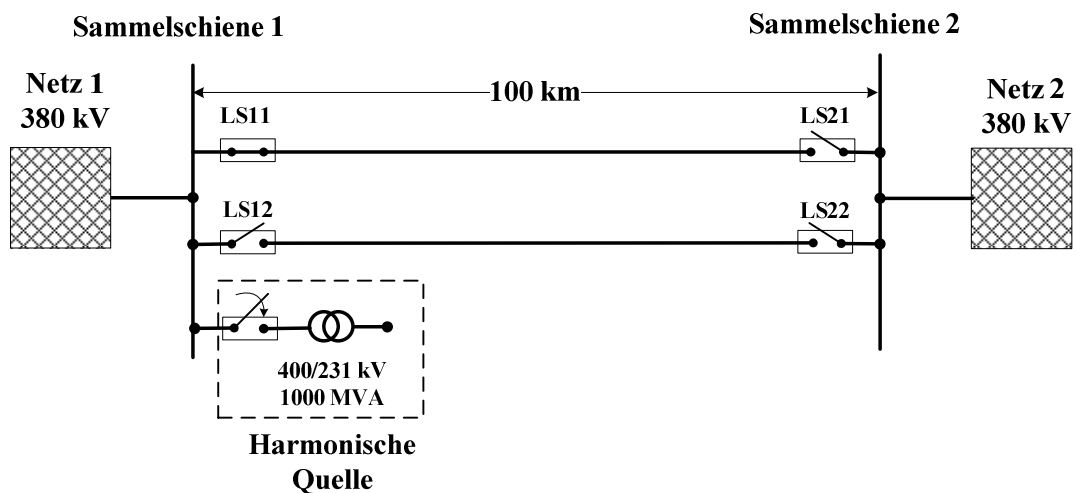


Abbildung 4.17: kritische Netzkonfiguration bei Einschalten eines 400/231 kV Netzkupplungstransformators

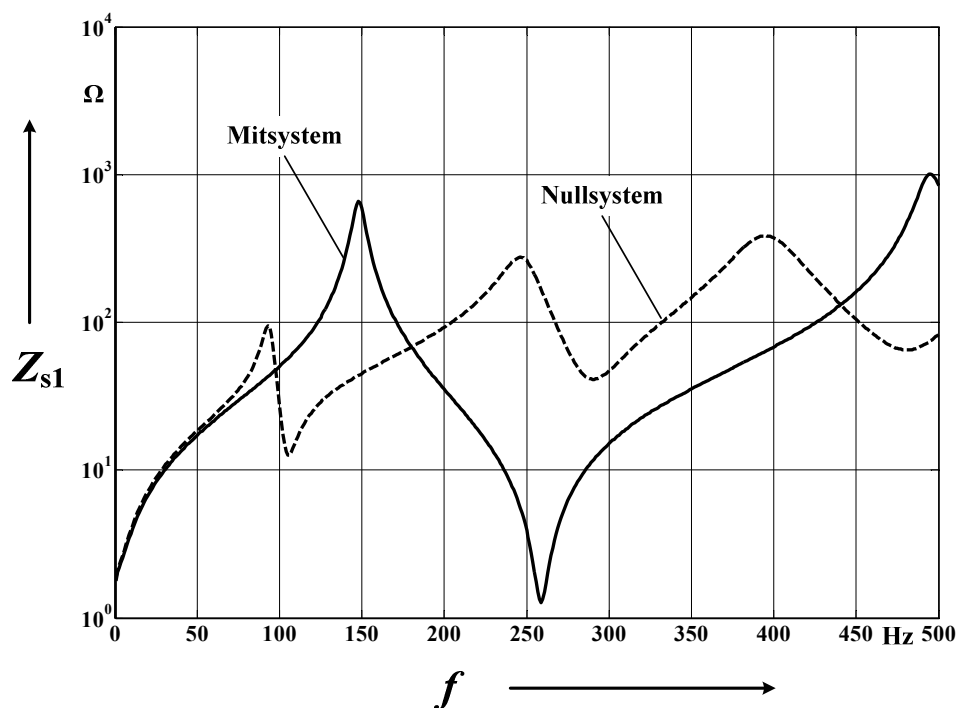


Abbildung 4.18: Amplituden der Systemimpedanz an der Sammelschiene 1 für Netzkonfiguration Abb. 4.17

Dieser 400/231 kV-Spartransformator (3x330 MVA) ist mit typischen Parametern in ATP-EMTP modelliert. Abb. 4. 19 zeigt die beim Einschalten entstehenden Rushströme, welche Oberschwingungen in einem breiten Frequenzbereich enthalten und zur Erregung der Parallelresonanz führen können. Die Einschaltspannung der Phase L1 ist in Abb. 4.20 dargestellt. Eine gering gedämpfende bzw. verzerrte Spannungserhöhung ist zu beobachten. Eine Fourieranalyse wird für Zeitraum von 0,48 bis 0,5 Sekunde vorgenommen. Die Amplituden der harmonischen Spannungen sind in Abb. 4.21 dargestellt. Wie aus der Analyse im Frequenzbereich zu erwarten ist, entsteht wegen der Parallelresonanz eine dritte Harmonische mit hoher Amplitude(ca. 25% der Nennspannung). Die in Abb. 4.20 gezeichnete zeitweilige Spannungserhöhung überschreitet beispielsweise bereits die typische temporäre Spannungsfestigkeit der Überspannungsableiter, die bei Auswahl der Bemessungsspannung der Überspannungsableiter zu beachten ist

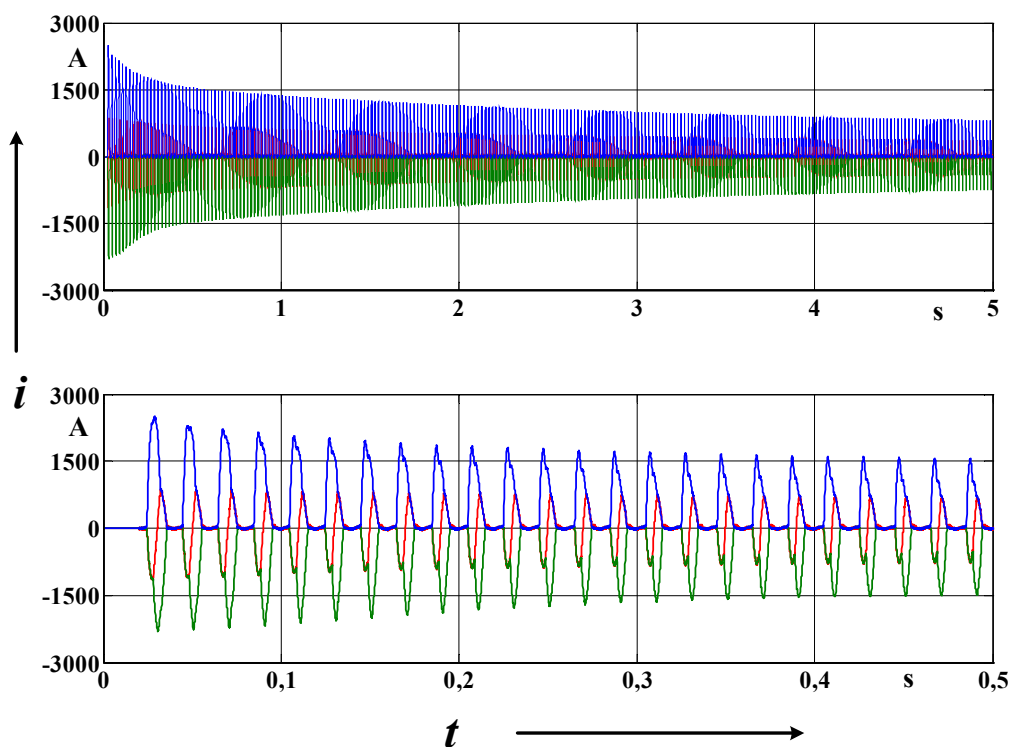


Abbildung 4.19: Rushströme beim Einschalten des 400/230 kV Transformators

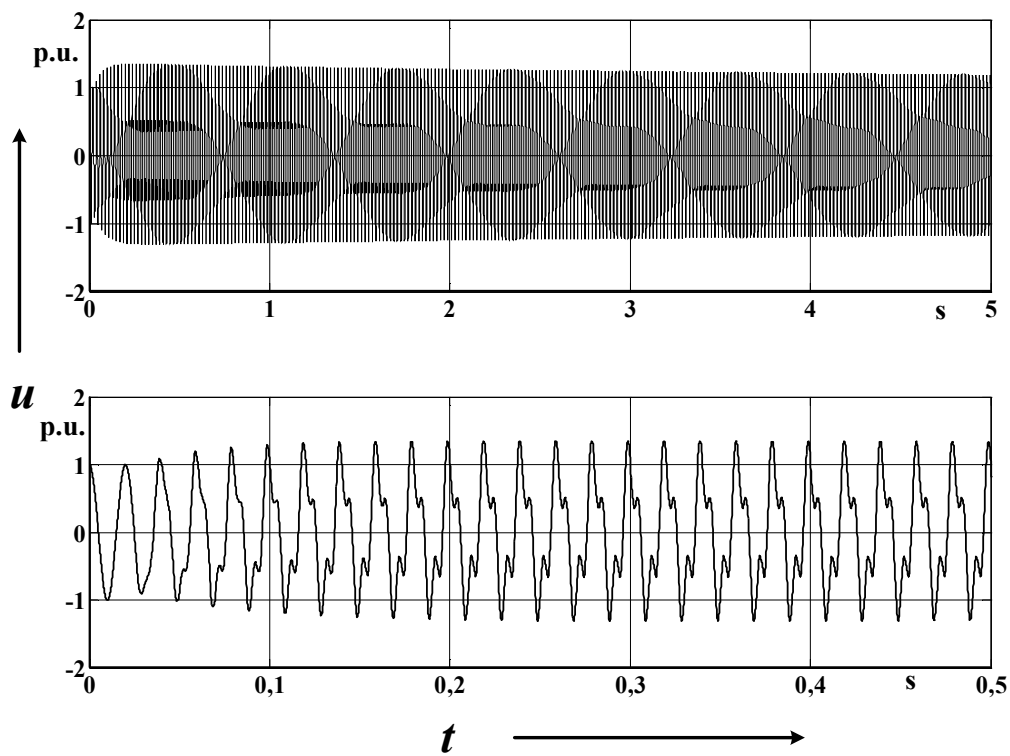


Abbildung 4.20: Spannung (L1) an der Sammelschiene 1 beim Einschalten des 400/230 kV Transformators

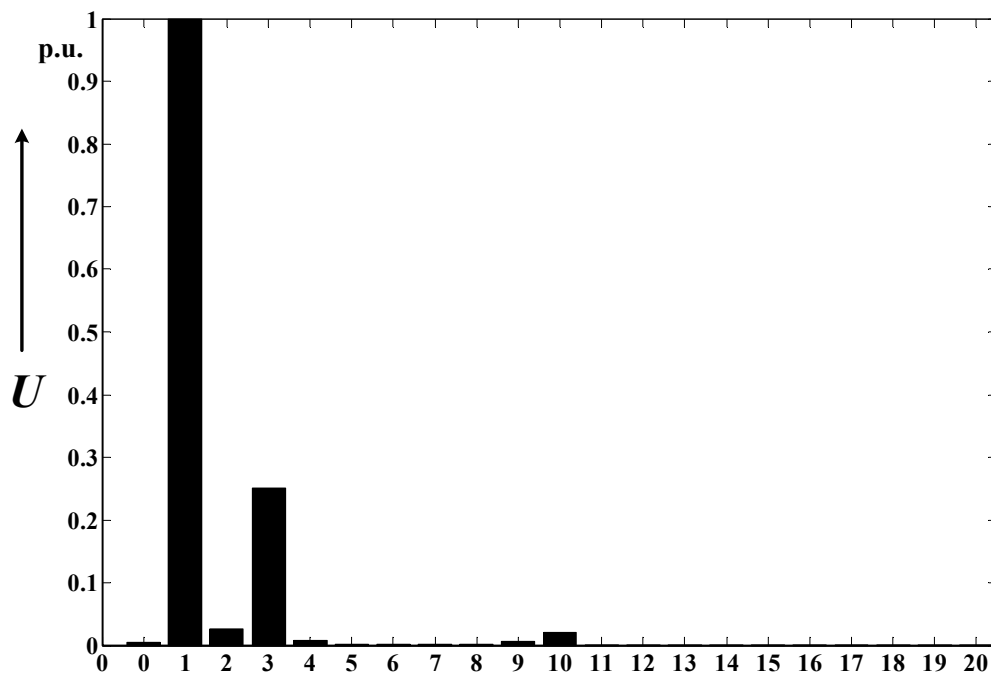


Abbildung 4.21: Fourieranalyse der Einschaltspannung von Phase L1

4.4 Transientverhalten bei Überspannungen durch Blitze

Ein Blitzeinschlag in ein Freileitungsseil erzeugt eine Wanderwelle, die bei einer Teil- oder Zwischenverkabelung in die Kabelstrecke eindringen kann. Die Amplitude der einlaufenden Welle wird zunächst herabgesetzt, wird aber an den Kabelenden aufgrund der stark unterschiedlichen Wellenwiderstände mehrfach reflektiert. Durch solche Mehrfachreflexionen und deren Überlagerung können, je nach Leitungsparametern und Systemlänge, extremen hohe Überspannungen im Kabelsystem auftreten.

4.4.1 Ausbreitung von Wanderwellen bei Teil- oder Zwischenverkabelungen

In [104] wurde das Transientverhalten von kurzen und langen Kabeln ausführlich untersucht. Die typischen Wanderwellen, die durch einen eindringenden Blitzeinschlag in ein kurzes sowie in ein langes Kabel hervorgerufen werden, sind in Abb. 4.22 zusammengestellt. Die Charakteristik der Wanderwellenvorgänge bei kurzen und langen Kabeln lässt sich aus ebenfalls entnehmen:

- Bei kurzen Kabeln ist die Dauer der eindringenden Blitzwanderwelle größer als die Hin- und Rücklaufzeit der Wanderwellen auf der Kabelstrecke. Demzufolge überlagern sich die einlaufende Blitzwanderwelle und die reflektierte Wanderwelle zu einer deutlich höheren Gesamtwellen. Eine Verstärkung der eindringenden Welle um das 6,8-fache lässt sich aus dem Beispiel der Abb. 4.22 a) ablesen.
- Bei langen Kabeln ist die Dauer des eindringenden Blitzimpulses kleiner als die Hin- und Rücklaufzeit der Wanderwelle auf dem Kabelsystem. An den Kabelenden findet die Überlagerung von hin- und rücklaufenden Blitzimpulsen nicht mehr statt. Die Überlagerungen können jedoch innerhalb der Kabelstrecke auftreten. Die Verstärkung der eindringenden Wanderwellen bei langen Kabeln ist wegen der Dämpfungen stets kleiner als 2.

Ausgehend von diesen Grundkenntnissen wurde eine eingehende Untersuchung zur Ermittlung der Wellendämpfungen auf langen Kabeln von der Cigre-Arbeitsgruppe B1.05 [29] durchgeführt. Es wurde gezeigt, dass die Wanderwellen auf langen Kabelstrecken so stark gedämpft werden, dass die elektrischen Beanspruchungen der Kabelisolierungen deutlich unter der genormten minimalen Bemessungs-Blitzstoßspannung (BIL) liegen.

In diesen beiden Untersuchungen wurde jedoch eine grundlegende Frage bei Teil- oder Zwischenverkabelungen nicht beantwortet:

- welches Verhältnis besteht zwischen der einlaufenden Blitzwanderwelle auf Freileitung und der dadurch verursachten maximalen Überspannung des Kabels?

Ein elementares Verständnis des Beanspruchungsverhältnisses ist zur Bestimmung des Überspannungsschutzniveaus bei Teil- oder Zwischenverkabelungen von großer Bedeutung. Darauf wird im Folgenden eingegangen:

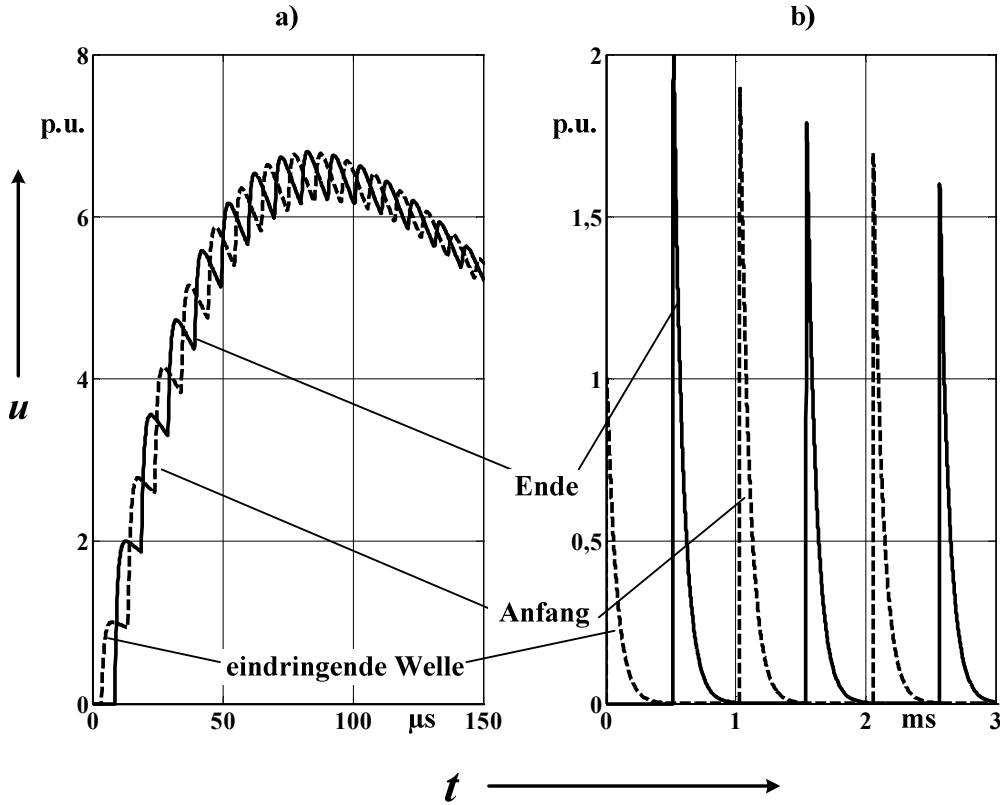


Abbildung 4.22: Typische Wanderwellen auf kurzen und langen Kabeln. Das Kabel ist zwischen einer Freileitung und eines Transformators angeschlossen.

Die Ausbreitung von Wanderwellen in räumlich ausgedehnten Systemen mit Stoßstellen lässt sich anschaulich durch das graphische Wellengitter-Verfahren nach Bewley [105] darstellen. Abb. 4.23 zeigt einen solchen sogenannten „Wanderwellenfahrplan“ bei einer Zwischenverkabelung mit den wie folgt definierten Reflexions- und Berechnungsfaktoren:

$$r_{ij} = \frac{Z_i - Z_j}{Z_i + Z_j} \quad \text{und} \quad b_{ij} = \frac{2 \cdot Z_j}{Z_i + Z_j} \quad (4.2)$$

τ ist die Laufzeit der Wanderwelle mit einer Ausbreitungsgeschwindigkeit v durch die Kabellänge l :

$$\tau = \frac{l}{v} \quad (4.3)$$

$\underline{\lambda}$ beschreibt die Übertragungsdämpfung sowie die Phasenverschiebung der Wanderwelle entlang der Kabellänge im Zeitbereich.

Wenn ein Blitzwanderwelle $u(t)$ aus der Freileitung in das Kabel eindringt, lässt sich die Spannung am Kabelende B durch Überlagerung einzelner Wanderwellen wie folgt formulieren:

$$u_B(t) = u(t - \tau) \cdot \lambda \cdot b_{12} b_{23} + u(t - 3\tau) \cdot \lambda^3 \cdot b_{12} b_{23} r_{12}^2 r_{32}^2 + u(t - 5\tau) \cdot \lambda^5 \cdot b_{12} b_{23} r_{12}^2 r_{32}^2 + u(t - 7\tau) \cdot \lambda^7 \cdot b_{12} b_{23} r_{12}^3 r_{32}^3 + \dots + u(t - (2n-1)\tau) \cdot \lambda^{2n-1} \cdot b_{12} b_{23} r_{12}^{n-1} r_{32}^{n-1} \quad (4.4)$$

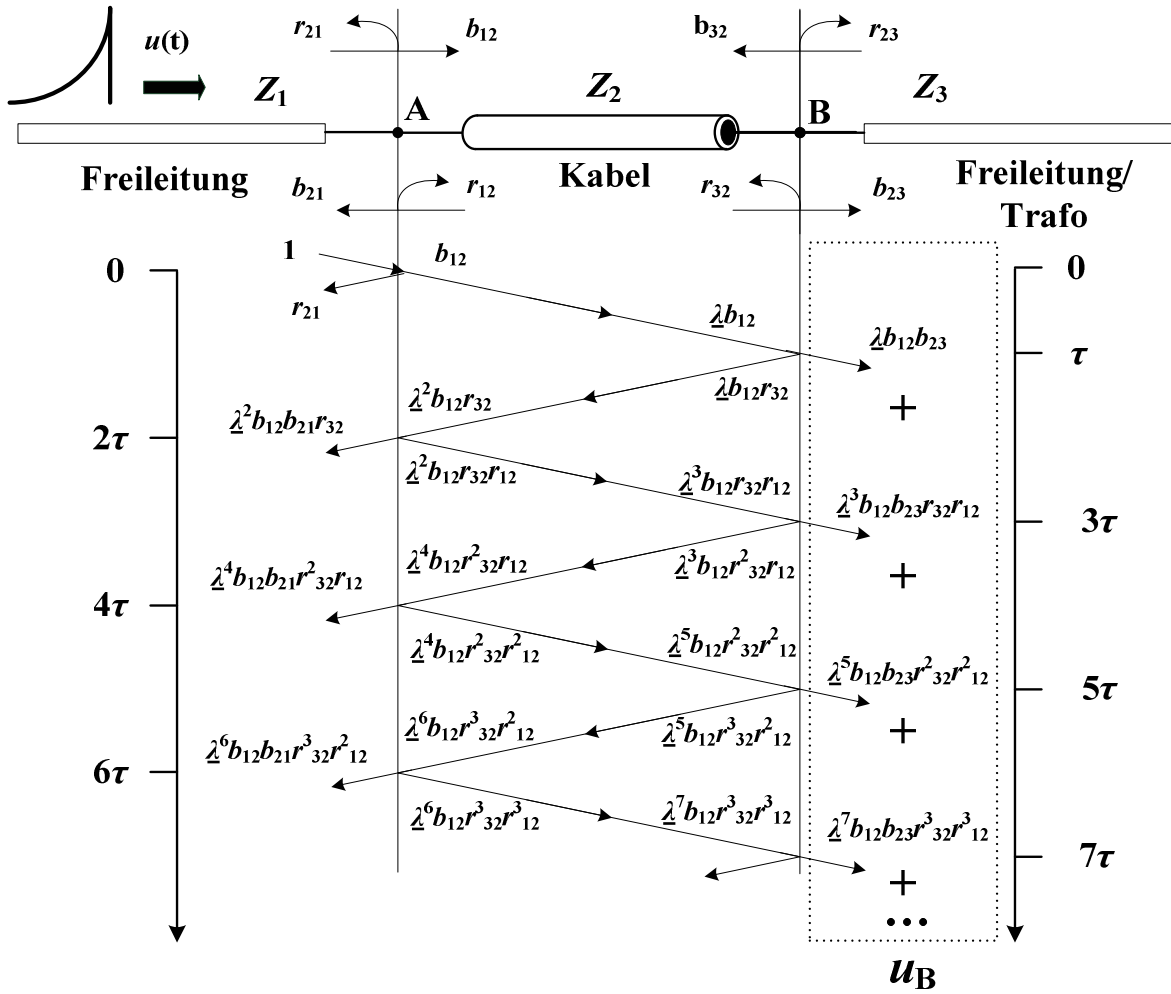


Abbildung 4.23: Wanderwellenfahrtplan einer Zwischenverkabelung

Die Blitzwiderwelle $u(t)$ lässt sich in vielen Untersuchungen durch eine doppeltextentielle Funktion darstellen [106]:

$$u(t) = \hat{U} \cdot (e^{-a \cdot t} - e^{-b \cdot t}) \quad (4.5)$$

wobei die Konstanten a und b die Stirnzeit und Rückenwertszeit einer Stoßspannungsform charakterisieren. Um konservative Ergebnisse zu erhalten werden die Dämpfung und die Phasenverschiebung der Wanderwelle nicht berücksichtigt, d.h. $\underline{\lambda}$ beträgt identisch eins. Zudem wird der exponentielle Teil $e^{-b \cdot t}$ im Folgenden nicht betrachtet. Mit diesen Bedingungen vereinfacht sich die Gl. (4.4) zu:

$$\begin{aligned} u_B(t) &= \hat{U} \cdot e^{-a \cdot (t-\tau)} \cdot b_{12} b_{23} \cdot [1 + e^{2a\tau} \cdot r_{12} r_{32} + (e^{2a\tau} \cdot r_{12} r_{32})^2 + (e^{2a\tau} \cdot r_{12} r_{32})^3 + \dots \\ &\quad + (e^{2a\tau} \cdot r_{12} r_{32})^{n-1}] \\ &= \hat{U} \cdot e^{-a \cdot (t-\tau)} \cdot b_{12} b_{23} \cdot \frac{1 - (e^{2a\tau} \cdot r_{12} r_{32})^n}{1 - e^{2a\tau} \cdot r_{12} r_{32}} \end{aligned} \quad (4.6)$$

Da $u_B(t)$ sich nur im Zeitpunkt $(2n-1) \cdot \tau$ ändert, ergibt sich:

$$u_B(t) = u_B((2n-1) \cdot \tau) = \hat{U} \cdot e^{-2a \cdot (n-1)\tau} \cdot b_{12} b_{23} \cdot \frac{1 - (e^{2a\tau} \cdot r_{12} r_{32})^n}{1 - e^{2a\tau} \cdot r_{12} r_{32}} \quad (4.7)$$

Es wurde in [106] durch Ableitung Gl.(4.7) nach n bewiesen, dass $u_B(t)$ ein Maximum besitzt, falls

$$n_{\max} = \frac{\ln \frac{-2a\tau}{\ln(b_{12}b_{23})}}{\ln(b_{12}b_{23}) + 2a\tau} \quad (4.8)$$

Es besteht eine Kabellänge l_0 , die die folgenden Systemgleichungen erfüllen kann:

$$\begin{aligned} \tau_0 &= \frac{l_0}{v_0} \\ u_{B\max} &= \hat{U} \cdot e^{-2a \cdot (n_{\max} - 1)\tau_0} \cdot b_{12}b_{23} \cdot \frac{1 - (e^{2a\tau_0} \cdot r_{12}r_{32})^{n_{\max}}}{1 - e^{2a\tau_0} \cdot r_{12}r_{32}} = \hat{U} \\ \Rightarrow \\ e^{-2a \cdot (n_{\max} - 1)\tau_0} \cdot b_{12}b_{23} \cdot \frac{1 - (e^{2a\tau_0} \cdot r_{12}r_{32})^{n_{\max}}}{1 - e^{2a\tau_0} \cdot r_{12}r_{32}} &= 1 \end{aligned} \quad (4.9)$$

l_0 beschreibt somit eine charakteristische Länge, bei der wird das Kabel mit der gleich großen Blitzstoßspannung wie die Freileitung beansprucht wird. Wenn die Länge größer als l_0 ist, wird das Kabel weniger beansprucht als die Freileitung. Falls die Kabelstrecke kürzer als l_0 ist, wird das Kabel mit einer erhöhten Blitzstoßspannung beansprucht [106]. Der Faktor k bezeichnet die Verstärkung der Blitzüberspannung durch die Kabelstrecke und ist wie folgt definiert:

$$k = \frac{\hat{U}_{\text{kabel}}}{\hat{U}_{\text{freileitung}}} \quad (4.10)$$

Mit typischen Leitungsdaten von 380 kV-Netzen wird der Verstärkungsfaktor k als Funktion der Kabellänge für zwei Netzkonfigurationen in Abb.4.24 dargestellt. Aus Abb. 4.24 kann erkannt werden:

- Bei einer Verkabelung zwischen Freileitung und Transformator beträgt die charakteristische Länge l_0 ca. 400 m. Mit abnehmenden Kabellängen nähert der Verstärkungsfaktor k sich seinem theoretischen Maximum von 2.
- Bei einer Verkabelung zwischen Freileitungen ist die charakteristische Länge l_0 unendlich klein. Bei einer solchen Konfiguration ist die maximale Blitzüberspannung auf der Kabelstrecke stets kleiner als auf der Freileitung.

Die obigen Analysen gehen von einem Direkteinschlag in ein Leiterseil oder einem rückwärtigen Überschlag mit einer größeren Entfernung zur Kabelstrecke aus. Ein rückwärtiger Überschlag in der Nähe von Kabelstrecken verursacht generell eine erhöhte Überspannung. Daher werden immer beide Kabelenden durch Überspannungsableiter, welche die absolute Spannungshöhe begrenzen, geschützt. Die Charakteristiken der Wanderwellen bei durch Überspannungsableiter geschützten Kabeln werden im nächsten Abschnitt aufgezeigt.

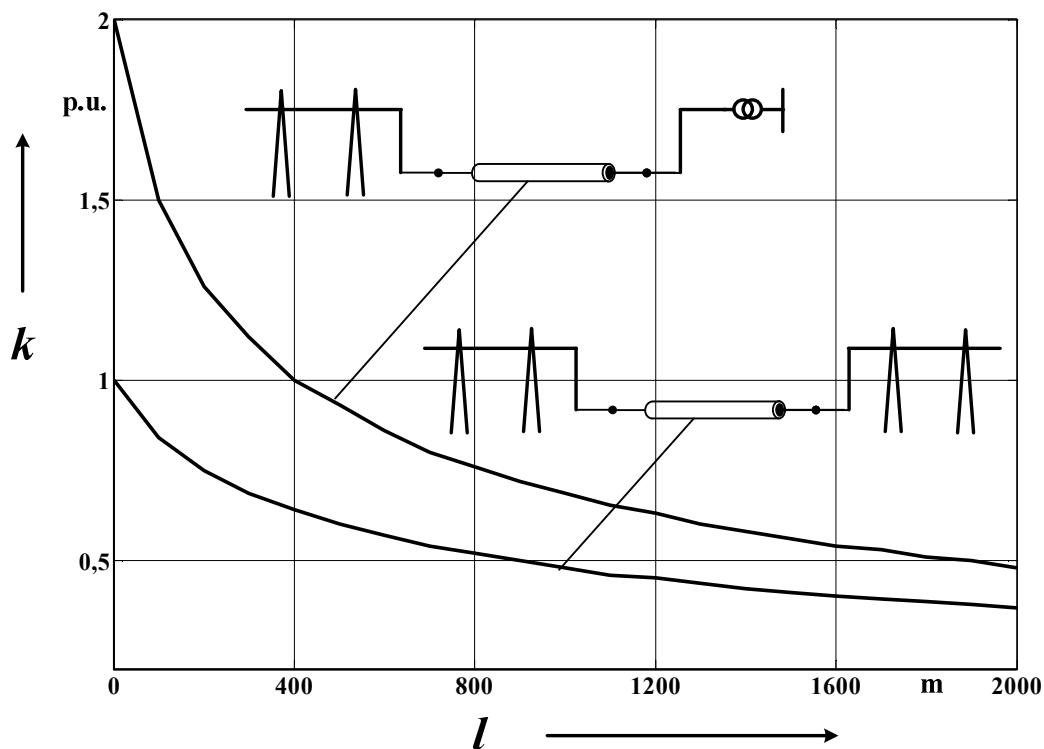


Abbildung 4.24: Die Verstärkung der Blitzüberspannung bei Kabelstrecken als Funktion der Kabellänge

4.4.2 Blitzwanderwellen bei Kabelstrecken mit Überspannungsableitern

Es wurde in [107] gezeigt, dass je nach Kabellängen die maximale Überspannung bei durch Überspannungsableiter geschützten Kabeln nicht an den Kabelenden, sondern innerhalb der Kabelstrecke auftreten kann. Diese Erscheinung lässt sich durch Simulation eines direkten Blitzeinschlags in ein Leiterseil kurz vor dem Kabelanfang (Abb. 4.25) illustrieren. Der Blitz ist durch eine $1/70 \mu\text{s}$ -50 kA-Stoßstromquelle mit einem 400 Ω -Parallelwiderstand nachgebildet.

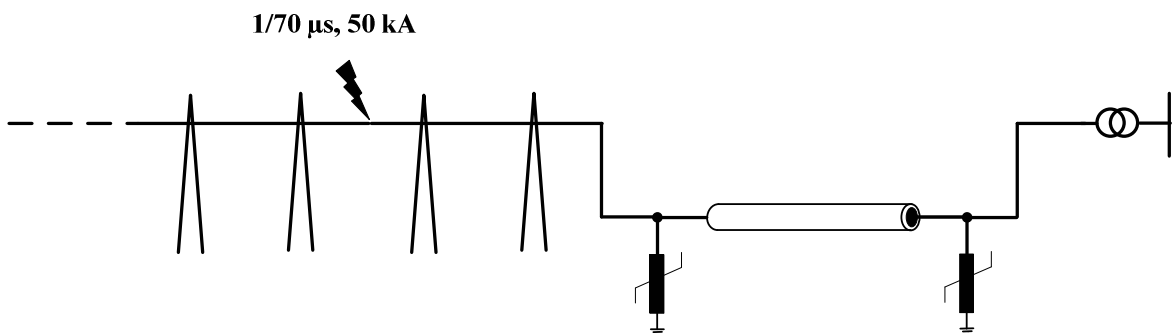


Abbildung 4.25: Wanderwellen auf Kabeln mit Schutz durch Überspannungsableiter

Da kurze Kabel die eindringenden Wanderwellen um ein Vielfaches verstärken können, werden zuerst die Wanderwellen auf einem 1 km langen Kabel betrachtet. Die

Spannungswanderwellen entlang der recht kurzen Kabelverbindung sind in Abb. 4.26 ohne Einsatz sowie in Abb. 4.27 mit Einsatz von Überspannungsableitern dargestellt.

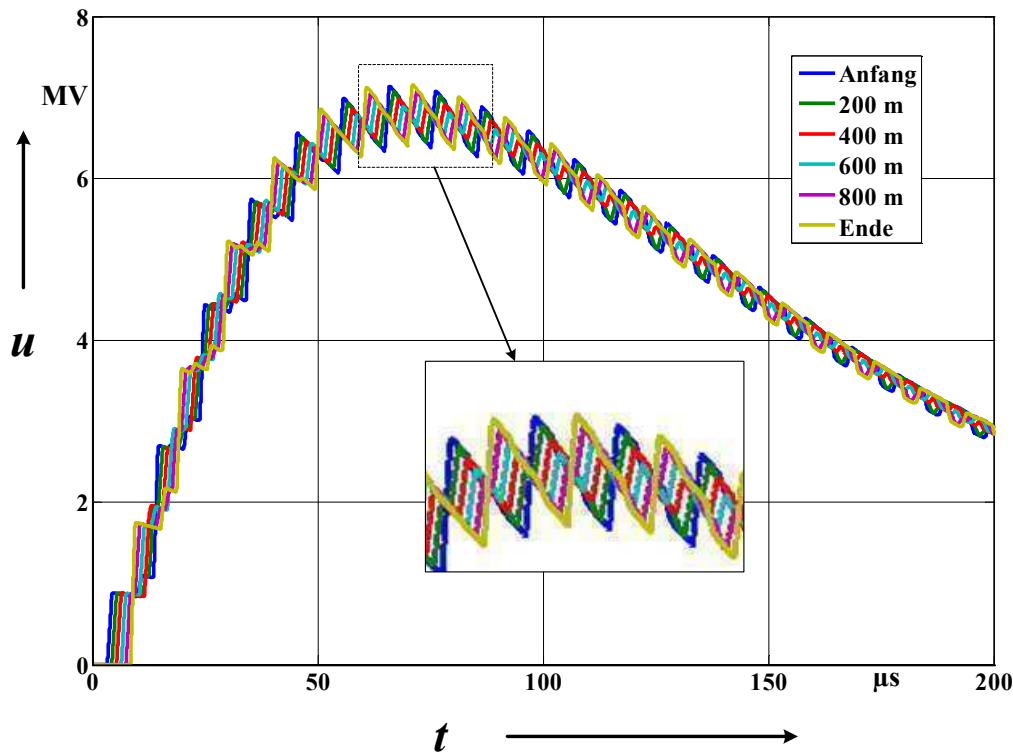


Abbildung 4.26: Verlauf der Spannungswanderwelle entlang eines 1 km langen Kabels ohne Einsatz von Überspannungsableitern

Aus Abb. 4.26 und Abb. 4.27 ist zu erkennen:

- Falls keine Überspannungsableiter an den Kabelenden eingesetzt werden, tritt die maximalen Blitzüberspannungen treten immer am Kabelende auf,
- Beim Einsatz von Überspannungsableitern an den beiden Enden können die Überspannungen innerhalb der Kabelstrecke viel größer sein als die an den Kabelenden. Auch kann der Blitzstoß-Schutzpegel der Überspannungsableiter überschritten werden. In diesem Beispiel tritt die maximale Überspannung am Punkt 200 m vor dem Kabelanfang auf.

Ab einer bestimmten Länge werden die maximalen Überspannungen wieder am Kabelende auftreten. Abb.4.28 zeigt diese Erscheinung an einem 50 km langen Kabel. Es ist daher zu ersehen, dass Überspannungen durch Blitzschlag bei langen Kabeln weniger kritisch als bei kurzen Kabeln sind. Bei langen Kabeln werden die Spannungswellen so stark gedämpft, dass letztlich die Überspannungsbeanspruchungen der Kabelisolierungen geringer werden als im übrigen Netz.

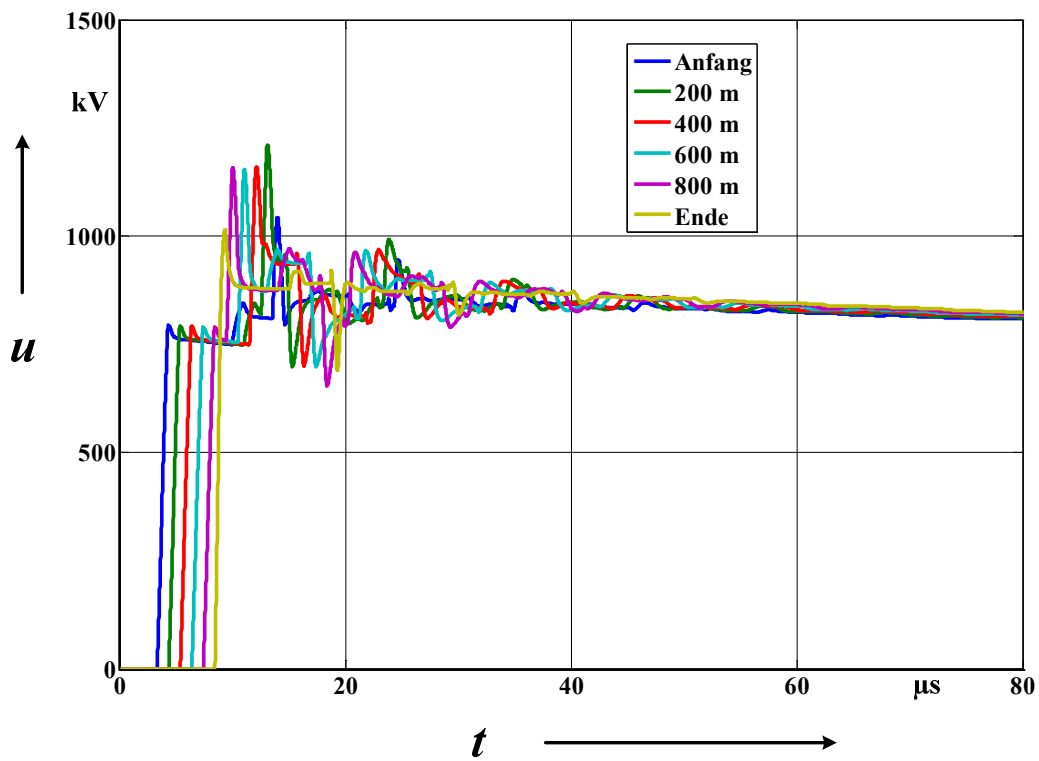


Abbildung 4. 27: Verlauf der Spannungswanderwelle entlang eines 1 km langen Kabels mit Einsatz von Überspannungsableitern an beiden Enden

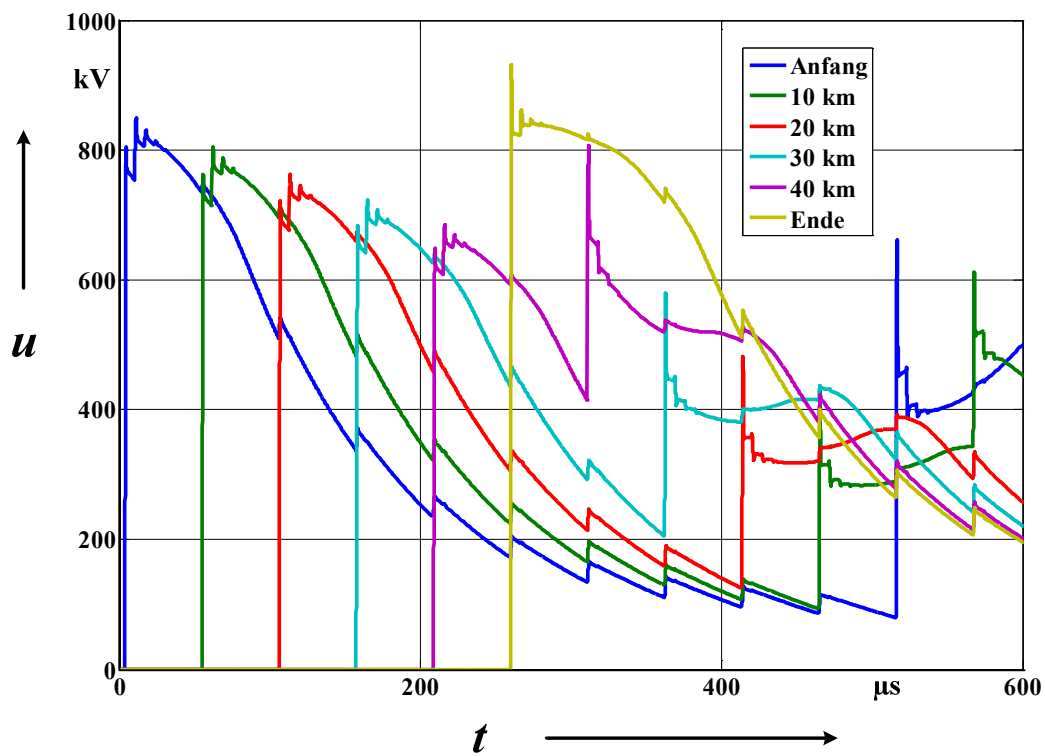


Abbildung 4.28: Verlauf der Spannungswanderwelle entlang eines 50 km langen Kabels bei Einsatz von Überspannungsableitern an beiden Enden

5. Schirm- und Mantelbehandlungen bei langen Drehstromkabeln

5.1. Schirmbehandlung- und Optimierung bei langen Landkabeln

5.1.1. Problemstellung bei Verwendung von Cross-Bonding

Bei Einleiterkabeln größerer Übertragungsleistungen, d.h. auch größerer Leiterquerschnitte, würde die beidseitige Erdung der Metallschirme oder -mäntel ohne Gegenmaßnahmen zu unzulässig hohen induzierten Schirmströmen und somit auch –verlusten führen. Eine herkömmliche Gegenmaßnahme ist das Auskreuzen der Kabelschirme, das sogenannte Cross-Bonding. Hierbei wird jeder ein Hauptabschnitt der Kabelanlage in drei gleichlange Unterabschnitte unterteilt. Am Ende jedes Unterabschnitts werden die Kabelschirme jeder Ader aufgetrennt, gegeneinander isoliert und durch Überspannungsableiter geschützt. Der Schirm einer Kabelader wird dann am Ende des Unterabschnitts, wie in der Abb. 5.1 gezeigt, in zyklischer Zuordnung mit dem folgenden Schirmabschnitt einer anderen Kabelader verbunden, so dass sich immer die drei Längsspannungen der drei hintereinander geschalteten Kabelschirme bei symmetrischen Legeanordnungen – d.h. für Kabelanlagen in Dreiecksanordnung oder mit zyklischer Verdrillung jedes Hauptabschnitts, zu Null ergänzen. Wesentliche Voraussetzung hierfür sind drei gleichlange Kabelabschnitte eines Cross-Bonding-Hauptabschnitts.

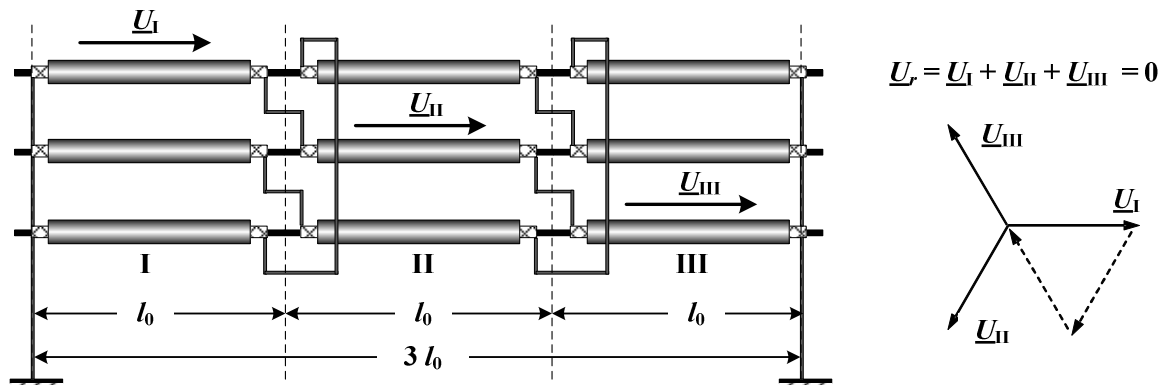


Abbildung 5.1: Schaltung und Spannungszeigerbild eines idealen symmetrischen Cross-Bonding-Hauptabschnitts.

Bei realen Kabeltrassen bestehen jedoch immer Unsymmetrien, insbesondere bei langen Kabelstrecken mit mehreren Cross-Bonding-Hauptabschnitten. Wie in Abb.5.2 gezeigt unterscheiden sich die unsymmetrischen Verlegungen in zwei Arten:

- Querunsymmetrie: eine Kabelanlage in Einebenenordnung stellt magnetisch immer einen unsymmetrischen Aufbau dar. Querunsymmetrie verursacht unsymmetrische Impedanzbeläge, welche die elektrisch induzierten Kenngrößen in Schirmschaltungen direkt beeinflussen können.
- Längsunsymmetrie: in der Praxis werden die Verhältnisse längs der Trasse, beispielsweise in dichten Siedlungsräumen, nicht immer gleichlange Cross-

Bonding-Unterabschnitte zulassen. Die Längsunsymmetrie kann bis zu 30 % erreichen [8].

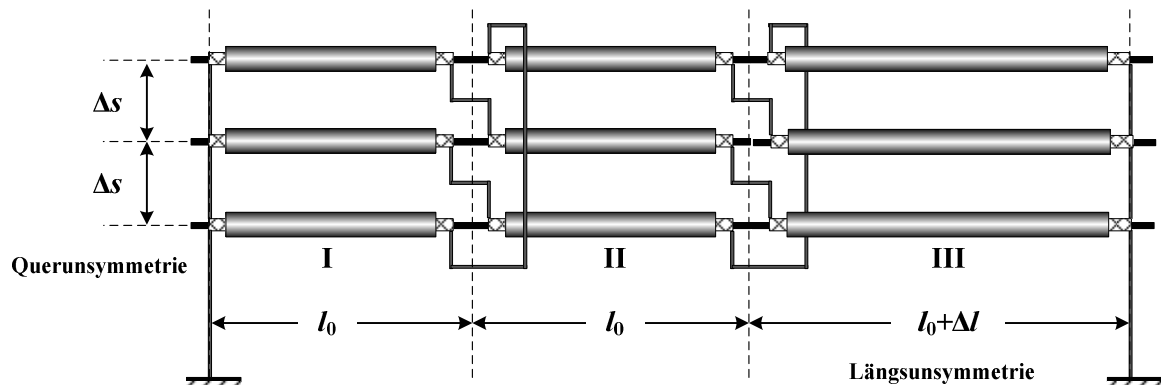


Abbildung 5.2: Unsymmetrien bei flachverlegten Kabelanlagen

Wegen dieser beiden Unsymmetrien lassen sich die elektrischen Verhältnisse bei Cross-Bonding-Systemen nicht mehr als ideal symmetrisch betrachten. Die Auswirkungen der beiden Unsymmetrien auf die verbleibenden Schirmströme sowie auf die induzierten Schirmspannungen sind mithilfe von ATP-EMTP evaluiert und als bezogene Größen auf einen Punkt mit Null-Längsunsymmetrie und 0,5 m Querunsymmetrie in Abb.5.3 und Abb. 5.4 dargestellt.

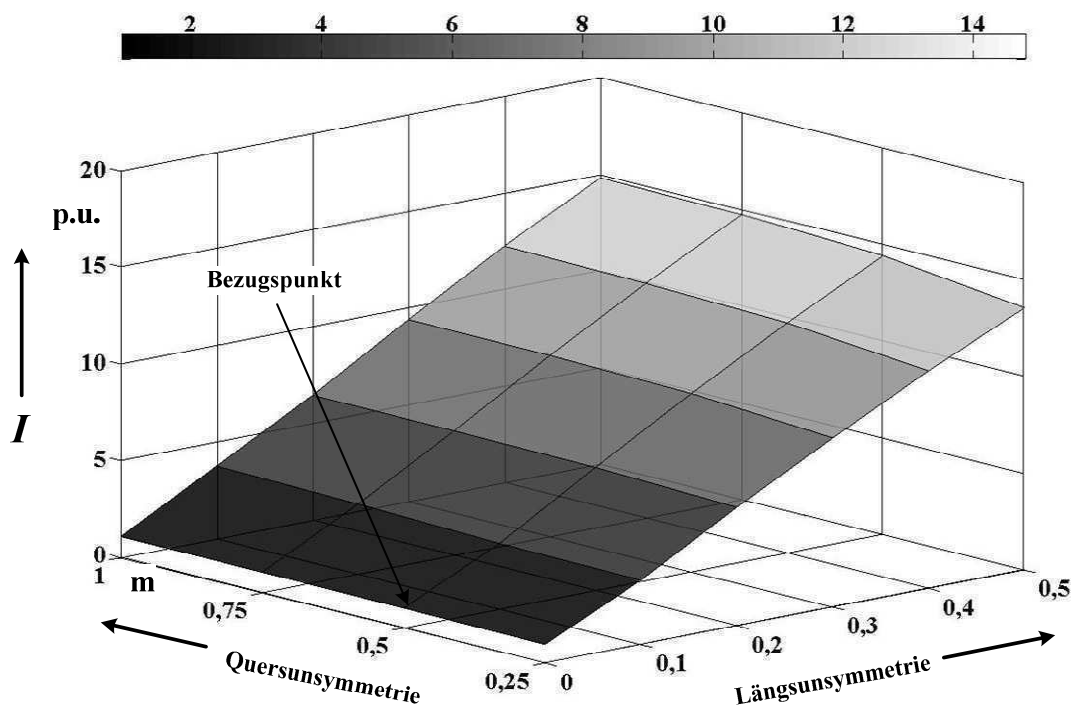


Abbildung 5.3: Auswirkungen der Verlegungsunsymmetrie auf den verbleibenden Schirmstrom. Nur die Phase mit der maximalen Amplitude ist gezeichnet.

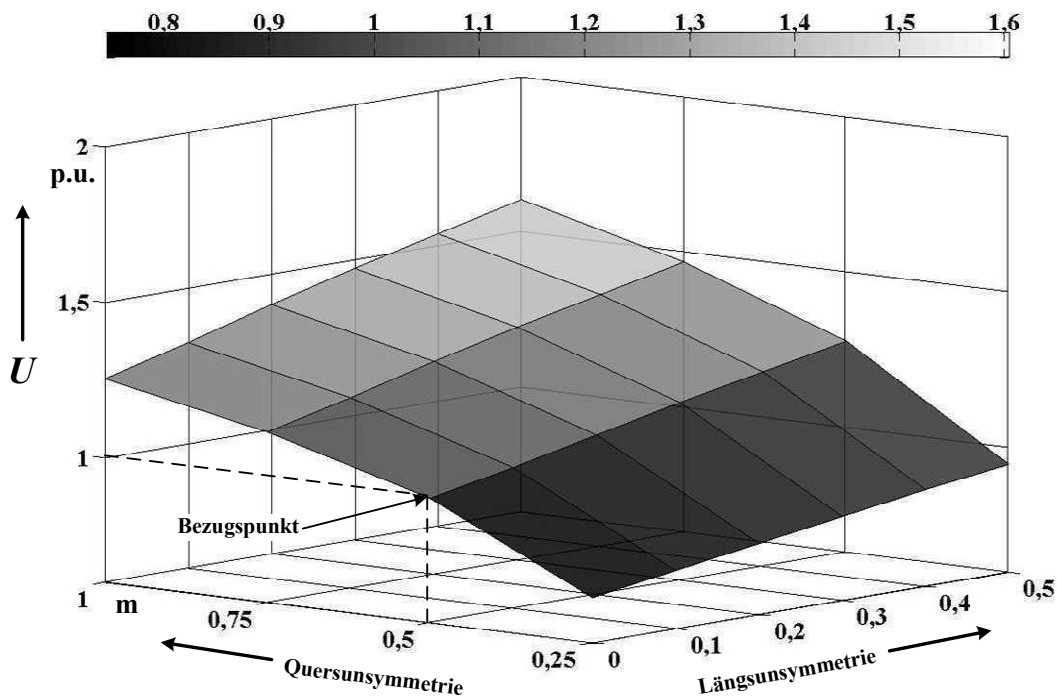


Abbildung 5.4: Auswirkungen der Verlegungsunsymmetrie auf die induzierte Schirmspannung. Nur die Phase mit der maximalen Amplitude ist gezeichnet.

Aus Abb. 5.3 ist zu entnehmen, dass Längsunsymmetrie die verbleibenden Schirmströme sowie die Schirmverluste deutlich beeinflussen kann. Eine mögliche Lösung dieses Problems wird im nachfolgenden Abschnitt diskutiert.

Aus Abb. 5.4 ist zu erkennen, dass sowohl Querunsymmetrien als auch Längsunsymmetrien zu Spannungserhöhungen beitragen können. Die Änderungen der Schirmspannungen sind empfindlicher gegen Querunsymmetrie. Wegen dieser Spannungserhöhungen sind die Unterabschnittslängen eines Hauptabschnittes in der Praxis generell auf ca. 1 km begrenzt. Dadurch entsteht ein anderes Problem, dass dem Wunsch nach immer größeren Lieferlängen der Kabel, d.h. nach immer größeren Muffenabständen und immer weniger Verbindungsmuffen, dem von den Kabelherstellern über erweiterte Produktions- und Liefermöglichkeiten zunehmend entsprochen wird, entgegensteht. Wie in [19] dargelegt, sind inzwischen selbst bei Höchstspannungskabeln Lieferlängen bis zu 3000 m möglich. Ein Konzept zur Ausnutzung der größeren Lieferlängen bzw. zur Erhöhung der Zuverlässigkeit für lange Kabelstrecke bei gleichbleibenden höchstzulässigen Schirmspannungen wird im Folgenden vorgestellt.

5.1.2. Kompensationsbeschaltungen zum Längenausgleich beim Cross-Bonding

In [108] wurde eine Schaltungsmaßnahme zur Kompensation der Längsunsymmetrie beim Cross-Bonding vorgestellt. Abb. 5.5 zeigt diese Schaltungsmaßnahme zur Kompensation der entlang der Zusatzlänge Δl induzierten Längsspannung (die Spannungen \underline{U}_I , \underline{U}_{II} und \underline{U}_{III} sind die bei gleich langen Cross-Bonding-Unterabschnitten auftretenden, sich näherungsweise zu Null ergänzenden Längsspannungen). Nach Abb. 5.5 wird der Kabelschirm am Ende des Hauptabschnittes nicht direkt geerdet, sondern mit einem Kompensationskabel KK verbunden. Dieses Kompensationskabel liegt nach Abb. 5.6 direkt neben der Kabelader und bekommt damit näherungsweise die zu kompensierende Längsspannung des Schirmes induziert. Am Ende dieses Kompensationskabels wird dieses auf ein sog. Neutralpfadkabel (NPK) geschaltet, das ohne eine induzierte Längsspannung zum Kabelende zurückführt und dort geerdet wird.

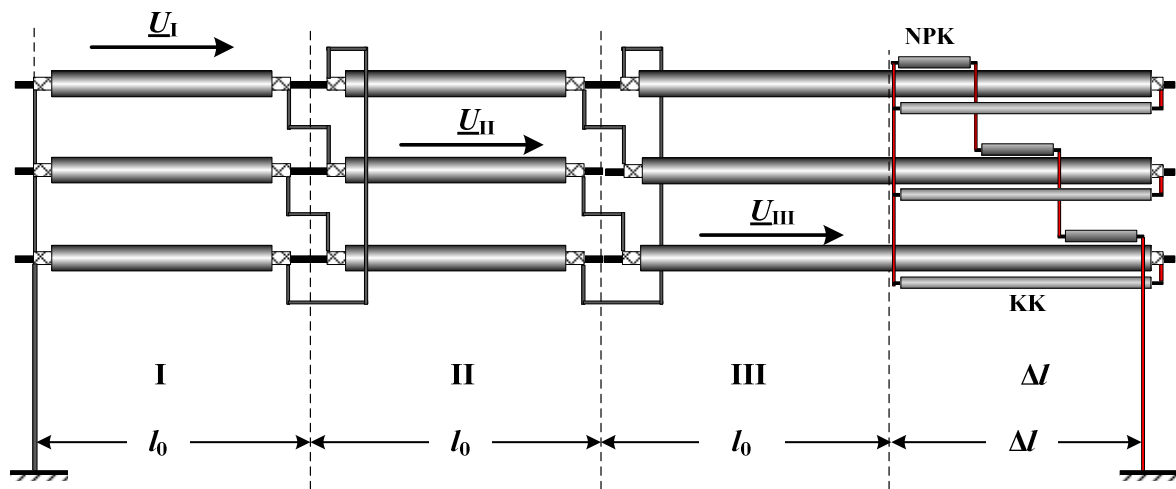


Abbildung 5.5: Schaltungsmaßnahme zum Längenausgleich beim Cross-Bonding (Kompensation der Längsspannung im Abschnitt Δl)
NPK = Neutralpfadkabel (hier: einadrig); KK = Kompensationskabel

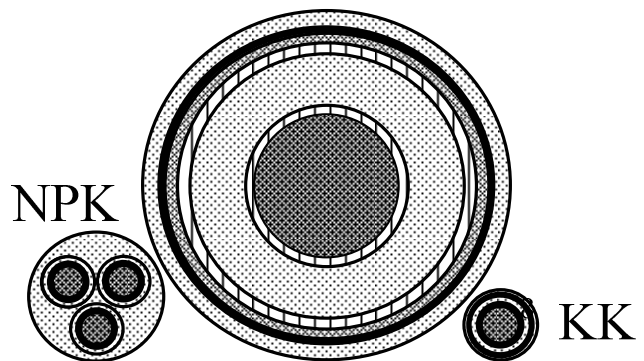


Abbildung 5.6: Vorderansicht der Kompensationsbeschaltung. Eine Kabelader mit Kompensationskabel und Neutralpfadkabel [108].

Ein solches Neutralpfadkabel lässt sich beispielsweise dadurch realisieren, dass es in drei gleichlangen Abschnitten dicht entlang der drei Kabeladern geführt wird und damit – ähnlich wie bei den Cross-Bonding-Unterabschnitten – drei um 120° phasenversetzte, sich zu Null ergänzende Längsspannungen induziert werden, vergl. [109]. Liegen die drei Kabeladern äquidistant in einer Ebene, so kann das Neutralpfadkabel auch über die halbe Länge zwischen mittlerer und linker Kabelader und über die Restlänge zwischen mittlerer und rechter Kabelader (bei rd. 70 % des Achsabstandes von der mittleren Kabelader) geführt werden [110], [111]. Zum Anschluss an die drei benötigten Kompensationsleiterkabel wird das Neutralpfadkabel im allgemeinen Fall als dreiadriges Kabel ausgeführt. Im vorliegenden Beispiel kann es allerdings, da alle drei Kompensationsleiter an dasselbe Potential angeschlossen werden, auch einadrig ausgeführt werden.

Die verbleibenden Schirmströme mit Kompensationsbeschaltungen sind in Abb. 5.7 dargestellt. Im Vergleich zu Abb. 5.3 lässt man deutlich sehen, dass die Schirmströme sehr effektiv unterdrückt werden. Eine erhebliche Verminderung der Schirmverluste kann daher durch die vorgestellte Schaltungsmaßnahme erzielt werden.

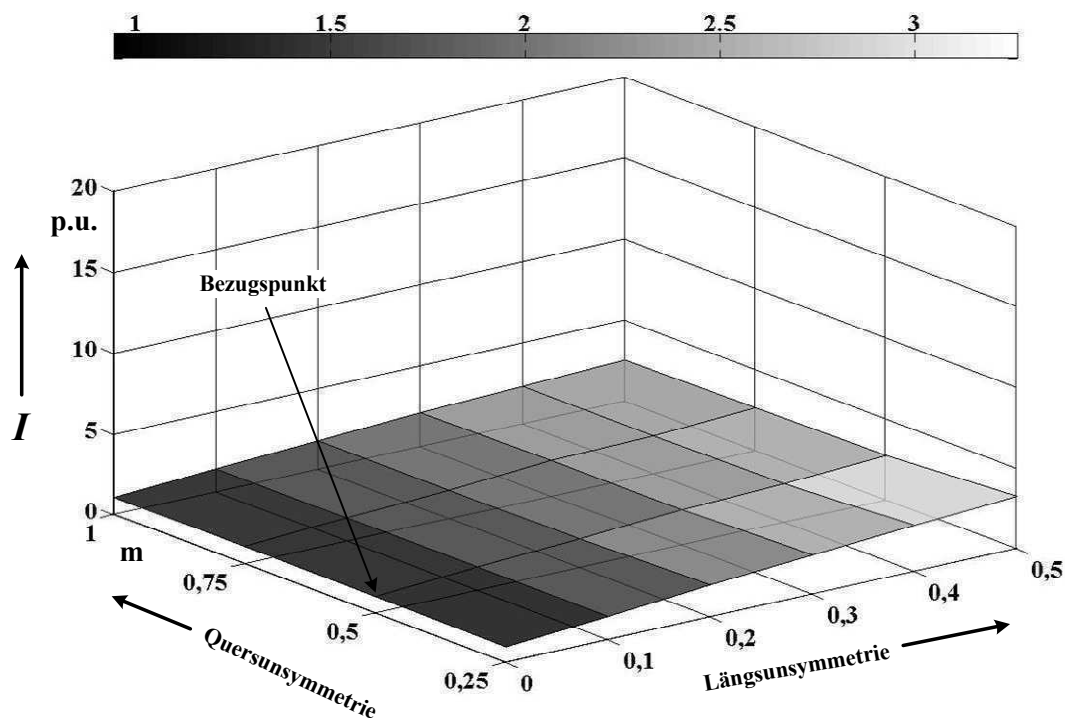


Abbildung 5.7: Auswirkungen der Kompensationsbeschaltung auf den verbleibenden Schirmstrom.

Das Betriebsverhalten der vorgestellten Kompensationsbeschaltungen bezüglich Netzfehlern, Schaltvorgängen sowie Blitzeinschlägen ist in [112] ausführlich untersucht. Es wurde gezeigt, dass durch Einsatz von Überspannungsableitern an den elektrischen Trennstellen keine kritischen Überspannungen in der Kabelanlage entstehen werden und zusätzliche Anforderungen an die Isoliersysteme der Kabel nicht nötig sind.

5.1.3. Kompensationsbeschaltungen zur Abschnittverlängerung

Mit zunehmenden Transportkapazitäten sind inzwischen selbst bei Höchstspannungskabeln Lieferlängen bis zu 3000 m möglich. Die Abschnittslängen sind in diesem Fall weniger durch Lieferlängen sondern vielmehr durch elektrische Grenzen, beispielsweise auf ca. 1 km, begrenzt. Ein normales Auskreuzen der Kabelschirme bei vergrößerten Unterabschnittslängen bedeutet erhöhte betriebsfrequente und auch transiente Spannungen an den Trennstellen, sodass Zusatzmaßnahmen erforderlich werden. Eine aufwendige Maßnahme hierzu sind so genannte Auskreuzungsmuffen, bei denen nicht nur die Kabelschirme, sondern auch die darunterliegenden äußeren Leitschichten aufgetrennt werden müssen. Da solche Maßnahmen in den Feldbereich der Kabel eingreifen, sind sie möglichst zu vermeiden oder ihre Anzahl zu minimieren. In [108] wurde eine Schaltungsmaßnahme vorgestellt, mit der die Unterabschnittslängen sich – abhängig von Betriebsbedingungen – verdoppeln lassen.

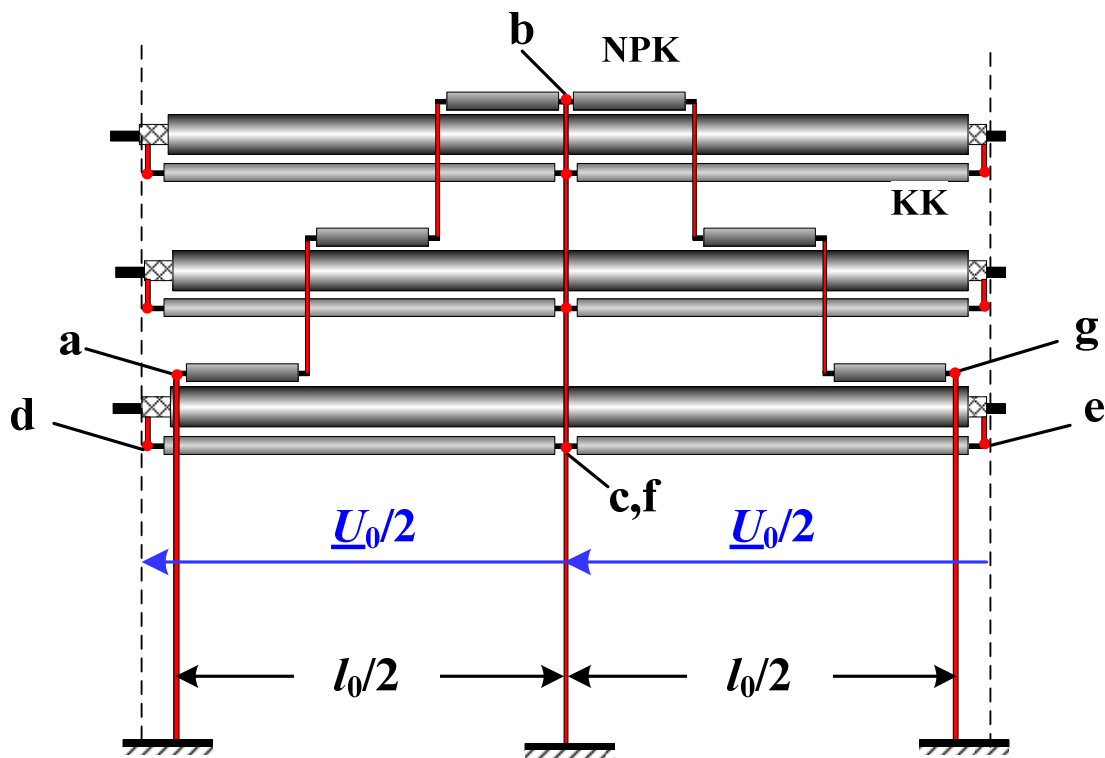


Abbildung 5.8: Beschaltung eines Hauptabschnittes zur Halbierung der Schirmspannungen

Die Schaltung zur Halbierung der Schirmspannung ist in Abb. 5.8 gezeichnet. Jeder Schirm-Unterabschnitt führt jeweils über seine halbe Länge $l_0/2$ ein Kompensationskabel, so dass das angeschlossene Schirmende (z.B. Punkt d) die Spannung ($-U_0/2$) gegen den jeweiligen Erdungspunkt a aufweist. Längs des Schirmes steigt die Spannung bis auf $U_0/2$ am abgewandten Schirmende (Punkt e) an. Hier wird wieder über die halbe Schirmlänge $l_0/2$ ein Kompensationskabel angeschlossen, dessen Ende (Punkt f) somit das Potential Null annimmt. Über ein (einadriges) Neutralpfadkabel kann eine Verbindung zum Erdungspunkt (g) hergestellt werden.

Mit dieser Schaltung beträgt in allen Schirmen die maximale Spannung mit $U_{\max} = U_0/2$ nur die Hälfte derjenigen, die sich bei normalem Cross-Bonding ergeben würde.

Umgekehrt ist damit im Vergleich zum normalen Cross-Bonding bei gleichbleibender stationärer Schirmspannung eine Verdoppelung der Cross-Bonding-Unterabschnitte möglich.

Ein besonderer Vorteil dieser Schaltung liegt darin, dass die Schirmspannung in jedem einzelnen Unterabschnitt und in jeder einzelnen Kabelader durch sich selbst, d.h. durch die dort anliegenden Kompensationsleiterkabel, kompensiert wird. Damit werden Längenunsymmetrien, unsymmetrische Legeanordnungen (die schon bei der Einebenenordnung gegeben sind) sowie Strom-Unsymmetrien automatisch kompensiert. Der Mehraufwand dieser Schaltung ist beschrieben durch vier einadrige Niederspannungskabel, die – dicht an den Höchstspannungskabeln anliegend – über die gesamte Länge mitgeführt werden. Die Kabel sind praktisch stromlos, bewirken also keine zusätzlichen Erwärmungen.

Bisher wurde das Betriebsverhalten dieser Kompensationsbeschaltung nur im Normalbetrieb betrachtet. Die Bestimmung der Unterabschnittslänge hängt jedoch von einer Vielzahl von Parametern bei Netzfehlern und transienten Vorgängen ab. Die wichtigsten Parameter sind beispielsweise:

- die maximale Übertragungsleistung,
- die maximale zulässige Schirmspannung im Normalbetrieb,
- die Bemessungs-Kurzzeit-Wechselspannungen der Schirmaußenisolierungen (Korrosionsschutz/PE-Mantel) und Muffentrennstellen-Isolierungen sowie
- die Bemessungs-Blitzstoßspannungen der Schirmaußenisolierungen (Korrosionsschutz/PE-Mantel) und Muffentrennstellen-Isolierungen.

Die Vorgehensweise zur Bestimmung der maximalen Abschnittslängen wird in Abb. 5.9 als Ablaufplan schematisch dargestellt. Bezüglich des Designablaufs wird die maximale Abschnittslänge mit Kompensationsleiterbeschaltungen für das 380-kV-Referenzkabelmodell untersucht. Die Berechnung ist von folgenden Randbedingungen ausgegangen:

- Die Bemessungs-Kurzzeit-Wechselspannung der Muffentrennstellen-Isolierung beträgt 20 kV und
- Die maximale Belastung (emergency rating) der Kabelverbindung beträgt 2000 A.

Die maximale Abschnittslänge als Funktion der zulässigen stationären Mantelspannung ist in Abb. 5.10 dargestellt. Es ist zu entnehmen, dass die Abschnittslänge sich mit der zunehmenden zulässigen stationären Mantelspannung bis zu 450 V linear vergrößert und die Grenze im Normalbetrieb in diesem Bereich dominiert. Ab 450 V hat die maximal zulässige Abschnittslänge einen konstanten Wert und wird von den Grenzen bei Netzfehlern und transienten Vorgängen bestimmt. Mit einer üblicherweise zulässigen stationären Mantelspannung von 400 V betragen die maximalen Längen für das Referenzkabelmodell 1730 m bei einem normalen Cross-Bonding und 3330 m mit Kompensationsleiterbeschaltung. Demzufolge kann die vorgestellte Kompensationsbeschaltung den Vorteil der maximalen Lieferlänge von 3 km ausnutzen, wodurch die Anzahl der Muffen und auch die Fehlerraten von langen Kabelstrecken verringern zu können.

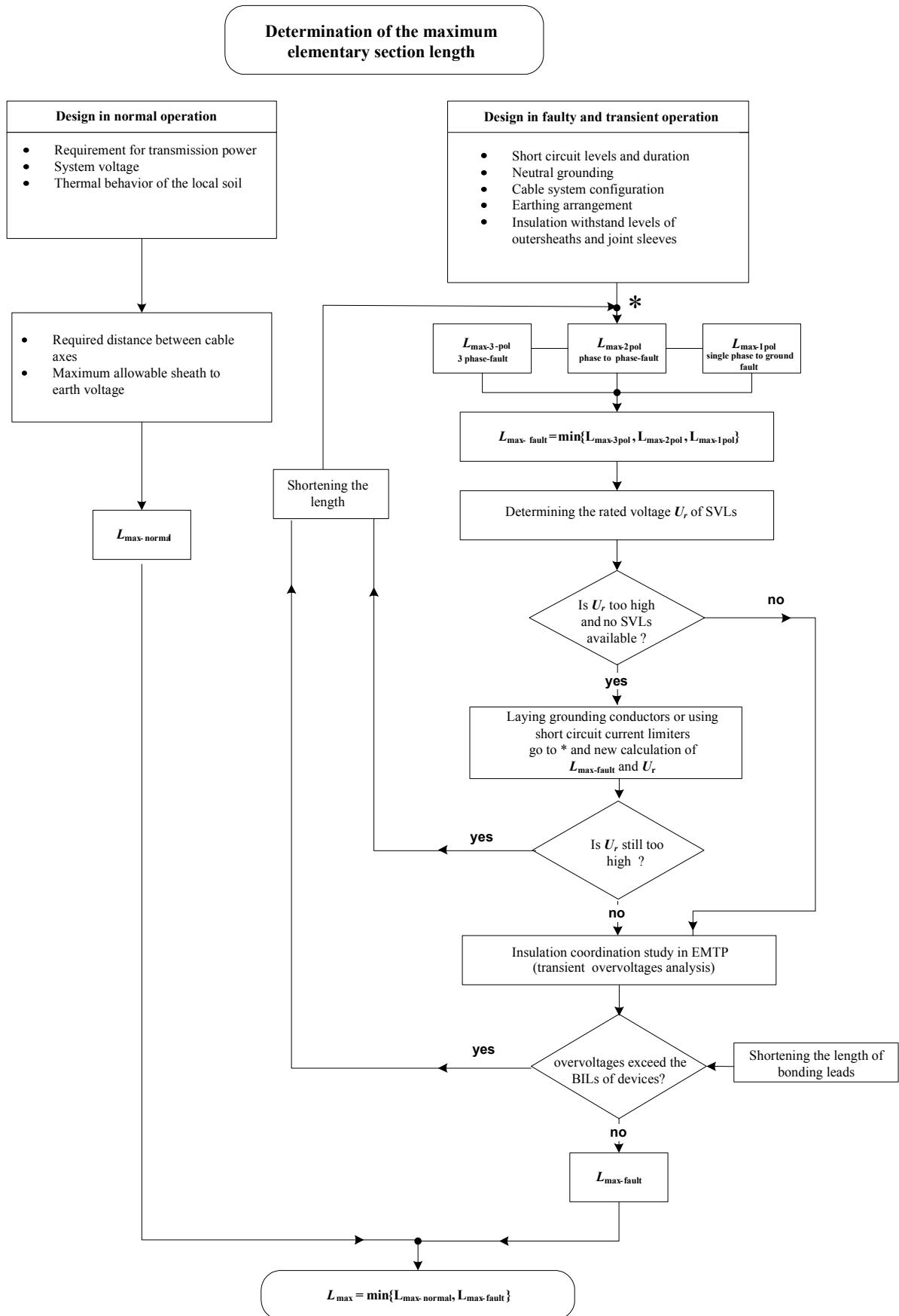


Abbildung 5.9: Vorgehensweise zur Bestimmung der maximalen Abschnittslängen

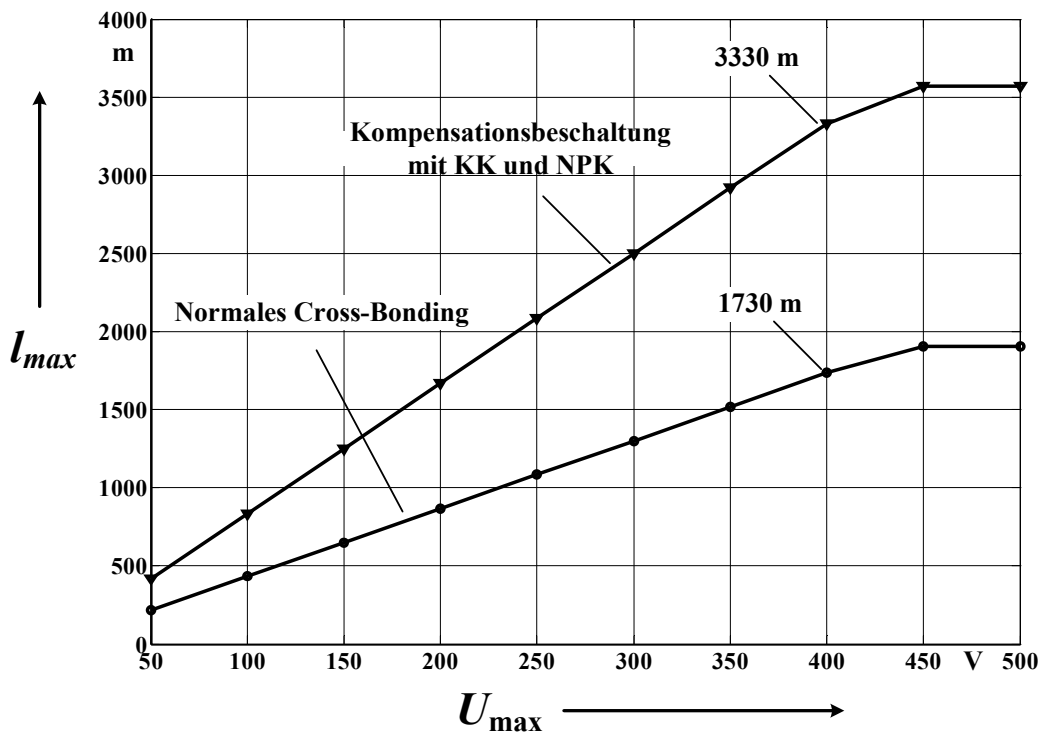


Abbildung 5.10: die maximale Abschnittlänge als Funktion von der maximal zulässigen stationären Mantelspannung.

5.1.4. Erdpotentialerhöhungen im Muffenbereich

Die Entstehung von Erdpotentialerhöhungen im Muffenbereich bei Hochspannungskabelanlagen hängt stark von der Kabelnetzkonfiguration ab. Abb. 5.11 zeigt beispielsweise eine Verteilung von Erdkurzschlussströmen bei einer vollständigen Verkabelung zwischen zwei Unterstationen.

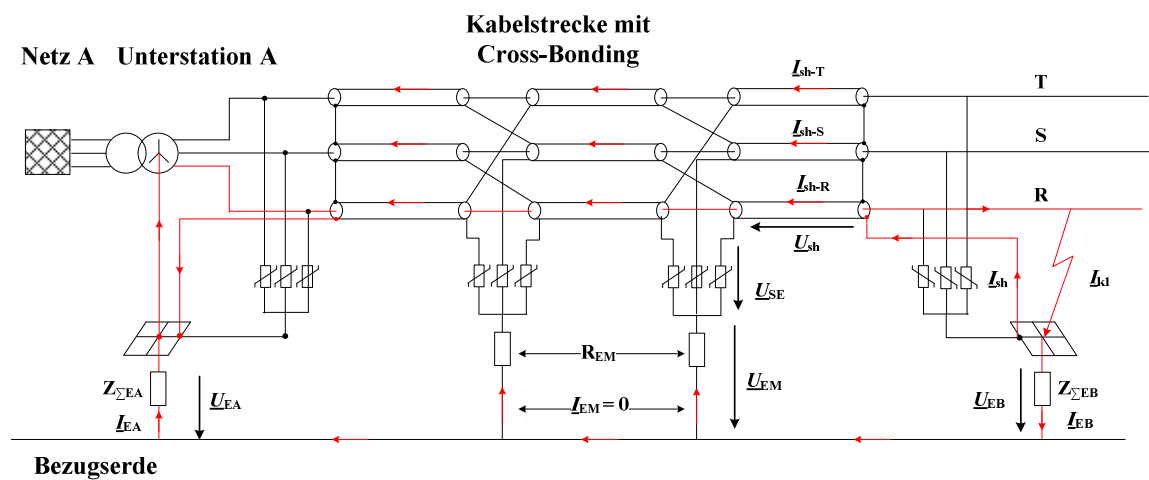


Abbildung 5.11: Stromverteilung von Erdkurzschlussströmen bei einer vollständigen Verkabelung.

- Wenn die Zwischenkabelung nicht im städtischen Gebiet liegt, kann das lokale Erdungssystem in Kabelanlagen und an den Übergangstellen einen relativen großen ohmschen Wert (z.B. $10\ \Omega$) aufweisen.
- Die Gesamterdungsimpedanz an den Übergangstellen zwischen Freileitungen und Kabeln wird durch das lokale Erdungssystem und den Kettenleiterimpedanzen des Erdseils und der Masten zusammen bestimmt. Ein relativ großer Wert (z.B. größer als $2\ \Omega$) kann entstehen.
- Die Kabelschirme werden nicht direkt sondern durch das Erdseil mit dem Erdungssystem der Unterstation verbunden.
- Relativ große Fehlerströme, z.B. über 25%, können durch die Erdungsimpedanzen an den Übergangstellen fließen. Da die Gesamterdungsimpedanzen an den Übergangstellen einen relativ großen ohmschen Wert besitzen, entsteht eine erhebliche Erhöhung des Erdpotentials an den beiden Übergangstellen.
- Die Schirm-Erde-Spannung im Muffenbereich ergibt sich aus der Vektoraddition der Schirmlängsspannung und der Erdpotentialerhöhung an den Übergangstellen. Das erhöhte Erdpotential wird durch die Schirme in den Muffenbereich übertragen und verursacht dort unzulässige Schirm-Erde-Überspannungen. Solche Überspannungen stellen eine gefährliche Beanspruchung der Schirm- und Muffenaußenisolierungen dar und können die Schirmspannungsbegrenzer thermisch zerstören.

Maßnahmen zur Reduzierung der Erdpotentialerhöhung können normalerweise durch Verbesserung des Erdungssystems realisiert werden. Eine günstige Maßnahme ist die Verlegung von Erdungsleitern entlang der ganzen Kabelstrecke. Die Auswirkung der Erdungsleiter auf die Reduzierung der Schirm-Erde-Spannung im Muffenbereich wird für die Referenz-Kabelanlage in Abb. 5.13 mit dem Querschnitt als Parameter dargestellt. Es ist zu ersehen: Je größer die Gesamterdungsimpedanz an den Übergangstellen, desto deutlicher ist die Auswirkung der Erdungsleiter zum Schutz der Schirm- bzw. der Muffenaußenisolierung sowie der Überspannungsableiter an den Cross-Bonding-Stellen ist.

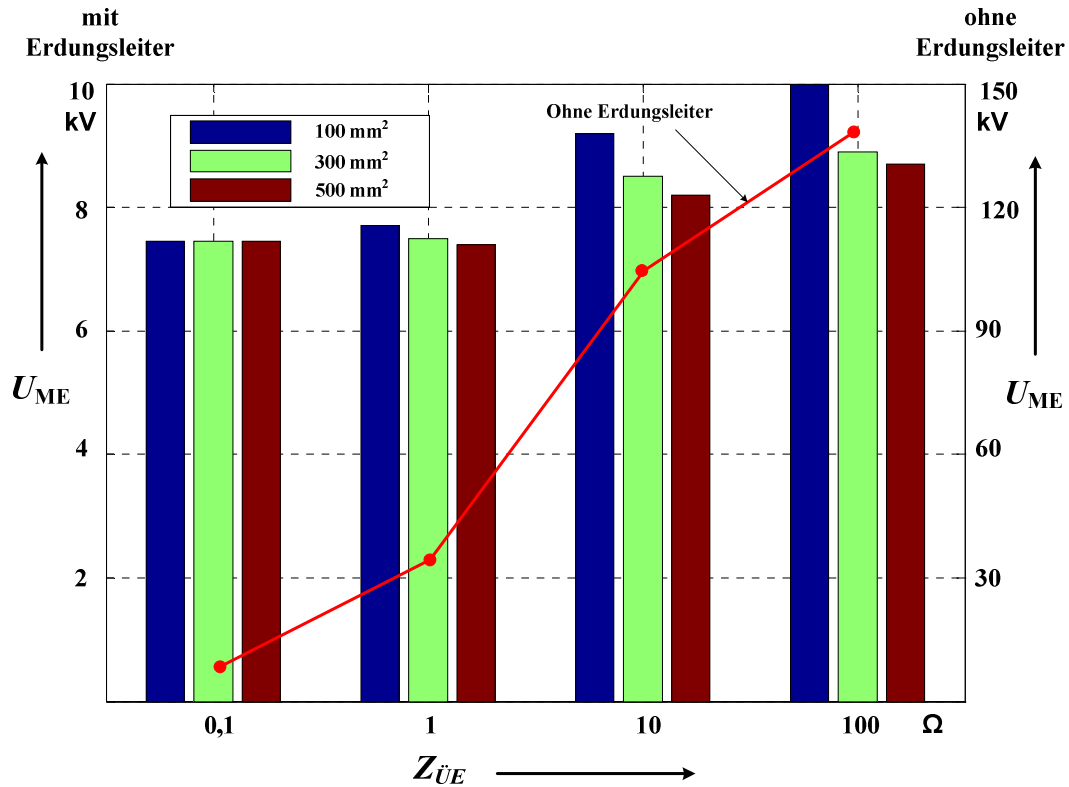


Abbildung 5.13: Verlegung der Erdungsleiter zur Reduzierung der Schirm-Erde-Spannung im Muffenbereich. Z_{UE} : Gesamterdungsimpedanz an den Übergangstellen. U_{ME} : Schirm-Erde-Spannung (Effektivwert) im Muffenbereich.

5.2. Schirmbehandlung bei langen dreiadrigen Seekabeln

Im Abschnitt 2.4.2 wurde bereits aufgezeigt, dass hohe Mantelverluste bei langen Seekabeln entstehen können, falls keine besondere Schirm- bzw. Mantelbehandlungen entlang der Kabelstrecke vorgenommen werden. Die elektrische Verbindung von Mänteln und Armierungen in regelmäßigen Abständen stellt generell eine aufwendige Lösung dar. Eine günstige Maßnahme ist Verwendung von leitfähigen Kunststoffmänteln, die durch Zugabe von Graphit elektrisch leitfähig gemacht werden. In diesem Abschnitt soll der Frage nachgegangen werden, in welchem Maße eine solche elektrische Leitfähigkeit unter den verschiedenen Betriebsbedingungen des Kabels erforderlich ist. Abb.5.14 zeigt den Aufbau des betrachteten VPE-Seekabels (150 kV; 3x1x1200 mm² Cu), dessen Kenndaten und Legebedingungen in Anhang zusammengefasst sind.

5.2.1 Schaltungsmodell eines dreiadrigen Seekabels mit leitfähigen Kunststoffmänteln

An diesem betrachteten Kabel wurden elektrische und thermische Messungen vorgenommen, wie sie in [113] beschrieben sind. Durch Interpretation der Messungsergebnisse sind physikalische Modelle und elektrische Ersatzschaltbilder für das dreiadrige Seekabel mit leitfähigen Kunststoffmänteln entwickelt, die im Folgenden erläutert werden.

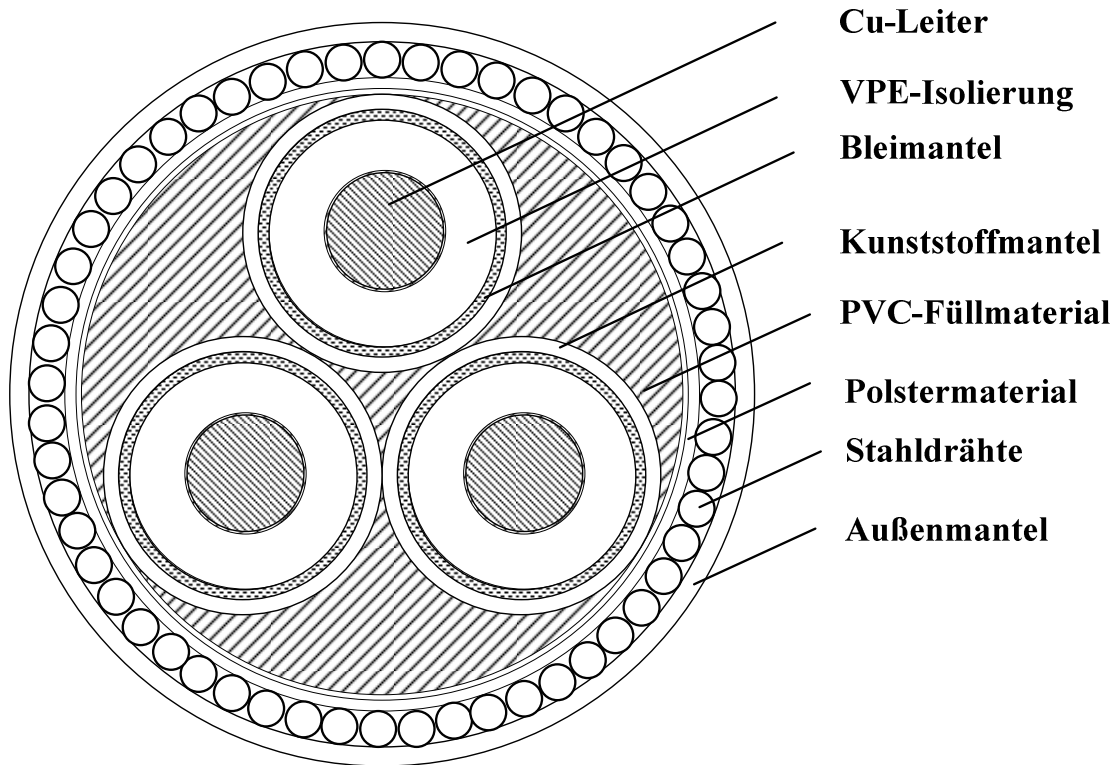


Abbildung 5.14: Aufbau des betrachteten Seekabels

Je nach den Betriebsumgebungsbedingungen unterscheiden sich die elektrischen Ersatzschaltbilder zwischen einem trockenen und einem nassen Kabelmodell. Beim trockenen Kabelmodell ist das Meerwasser noch nicht durch das Polstermaterial in den Füllraum eingedrungen. Die Oberflächen der Kunststoffmäntel sind trocken. Die Messungen wurden bei einem trockenen Kabel vorgenommen. Bei einer Messung waren die Bleimäntel am vorderen Kabelende miteinander kurzgeschlossen und am hinteren Ende elektrisch isoliert. In diesem Fall wurde am vorderen Ende ein großer Mantelstrom gemessen. Wenn die Bleimäntel gegen die Armierung isoliert sind, kann ein Längsstrom in einem Bleimantel offenbar nur dadurch zustande kommen, wie in Abb. 5.15 a) zeigt, dass dieser über die leitfähigen Kunststoffmäntel zu den beiden anderen Bleimänteln fließt, so dass die drei Längsströme sich zu Null ergänzen. Der Übergangswiderstand R'_q zwischen zwei Bleimänteln hängt von der Breite b des Strompfades – und damit von der Berührungsfläche der beiden Kabeladern sowie vom spezifischen elektrischen Widerstand ρ der leitfähigen Mäntel ab. Er lässt sich somit, ohne Beachtung seiner Temperaturabhängigkeit, wie folgt abschätzen:

$$R'_{q-trocken} = \frac{\rho \cdot \delta}{b} \quad (5.1)$$

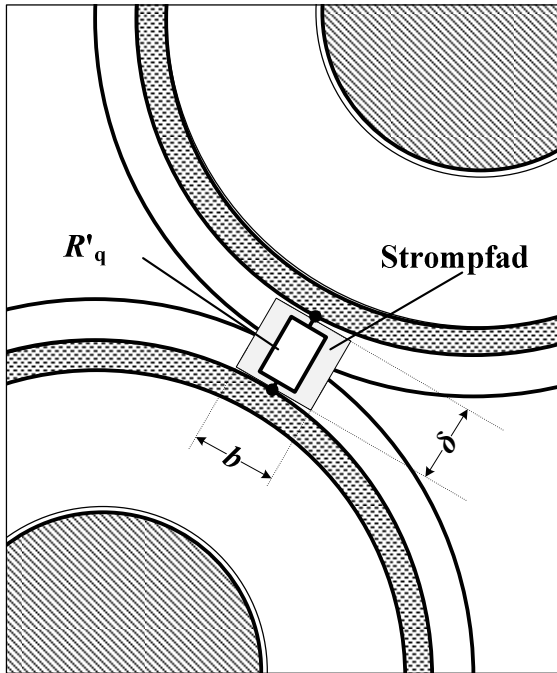
Das elektrische Ersatzschaltbild des trockenen Kabels ist in Abb. 5.16 a) dargestellt. Die leitfähigen Bleimäntel sind als im Dreiecke geschaltete Widerstände nachgebildet.

Beim nassen Kabelmodell ist das Meerwasser durch das Polstermaterial in den Füllraum eingedrungen. Diese Betriebsumgebungsbedingung kann absichtlich während der Verlegungsphasen oder nach einiger Betriebszeit entstehen. Da die Oberflächen der Kunststoffmäntel vom Meerwasser umschlossen sind, bietet das Meerwasser einen

Sternpunkt für alle drei leitfähigen Kunststoffmäntel. Das physikalische Modell und die entsprechende Ersatzschaltung sind in Abb. 5.15 b) und Abb. 5.16 b) dargestellt. Der Übergangswiderstand R'_q in diesem Fall hängt von der Geometrie (Außendurchmesser D_a und Innendurchmesser D_i) sowie vom spezifischen elektrischen Widerstand ρ der leitfähigen Mäntel ab. Er lässt sich wie folgt berechnen:

$$R'_{q-trocken} = \frac{\rho}{2 \cdot \pi} \ln\left(\frac{D_a}{D_i}\right) \quad (5.2)$$

a) trockenes Kabel



b) nasses Kabel

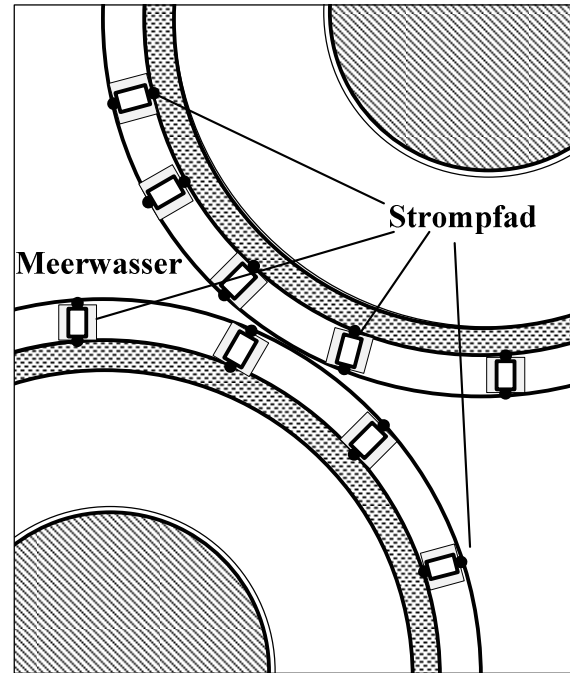
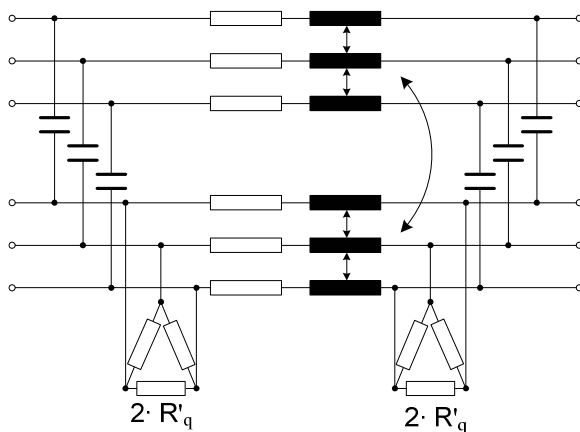


Abbildung 5.15: Physikalische Modelle zur Beschreibung des Strompfades bei leitfähigen Kunststoffmänteln

a) trockenes Kabel



b) nasses Kabel

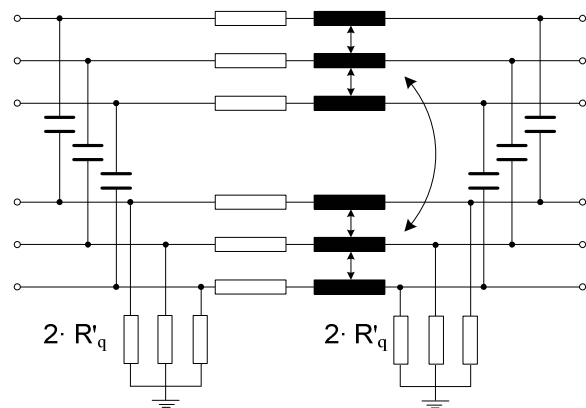


Abbildung 5.16: Elektrische Ersatzschaltbilder von dreiphasigen Seekabeln mit leitfähigen Kunststoffmänteln

5.2.2 Untersuchung der stationären Mantelspannungen

Mit den abgeleiteten Schaltungsmodellen soll zunächst untersucht werden, welche Spannungen über den Kunststoffmänteln im stationären Betrieb auftreten können. Die Analysen gehen von der in Abb. 5.17 dargestellten Schaltung aus. Der Strom ist zu 1000 A angenommen. Um die Spannungsverteilung entlang des Kabels auszuwerten, wird das Kabel in acht Abschnitte untergeteilt.

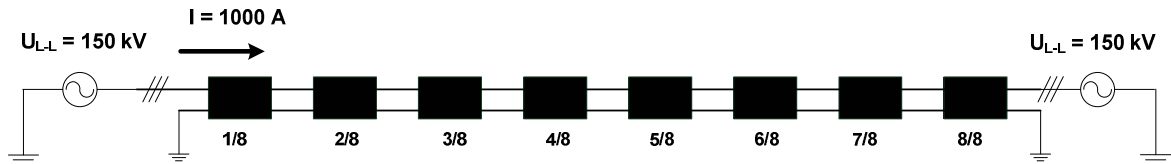


Abbildung 5.17: Schaltung zur Analyse der stationären Mantelspannungen

Es werden zuerst die stationären Spannungsverteilungen entlang des Kabels mit isolierten Kunststoffmänteln für verschiedene Längen berechnet. Abb. 5.18 zeigt die Ergebnisse. Aus Abb. 5.18 ist zu entnehmen, dass die maximale stationäre Schirmspannung immer am Mittelpunkt der Kabelstrecke auftritt. Weitere Untersuchungen zeigen, dass diese Spannungsverteilung nicht von der Belastung abhängig und allein durch die kapazitive Koppelung verursacht ist.

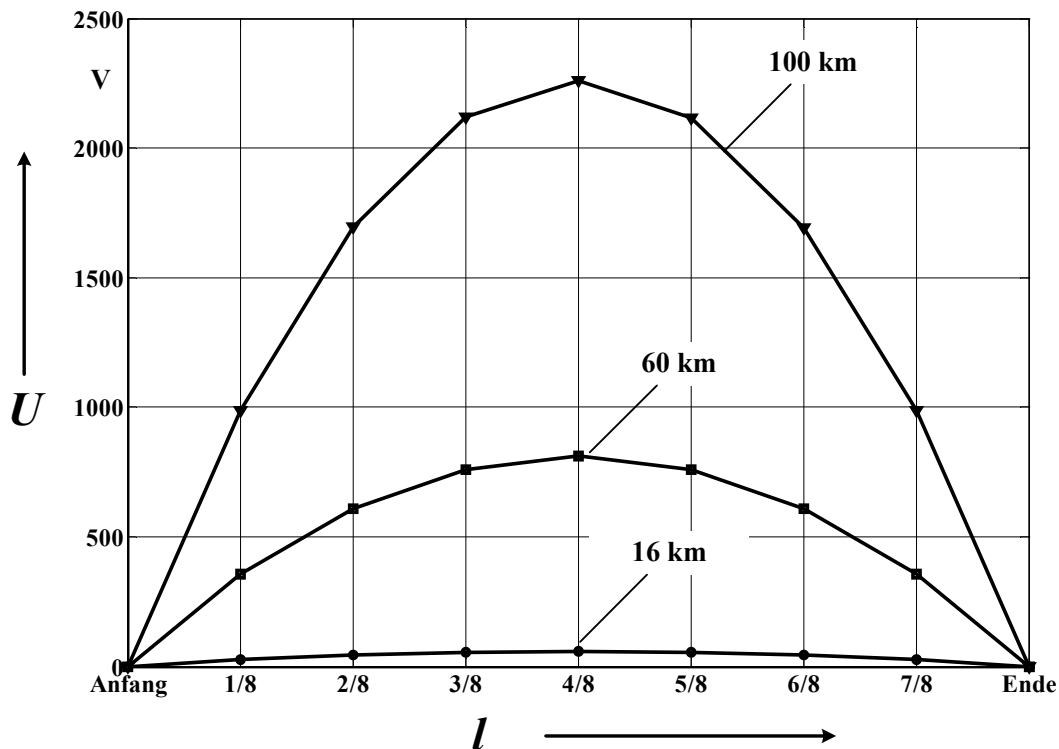


Abbildung 5.18: Verteilung der Mantel-Erde-Spannung entlang des Kabels mit isolierten Kunststoffmänteln

Die Auswirkung der leitfähigen Kunststoffmäntel auf die maximale Mantelspannung im Mittelpunkt der Kabelstrecke wird als Funktion von dem Übergangswiderstand R'_q für das

trockene Kabel in Abb. 5.19 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die stationäre Spannung mit abnehmenden Übergangswiderständen stark reduziert wird. Die Auswirkungen des spezifischen Widerstandes des Kunststoffmantels und der Auflagebreite b werden in Abb. 5.20 für die 100 km-Länge dargestellt.

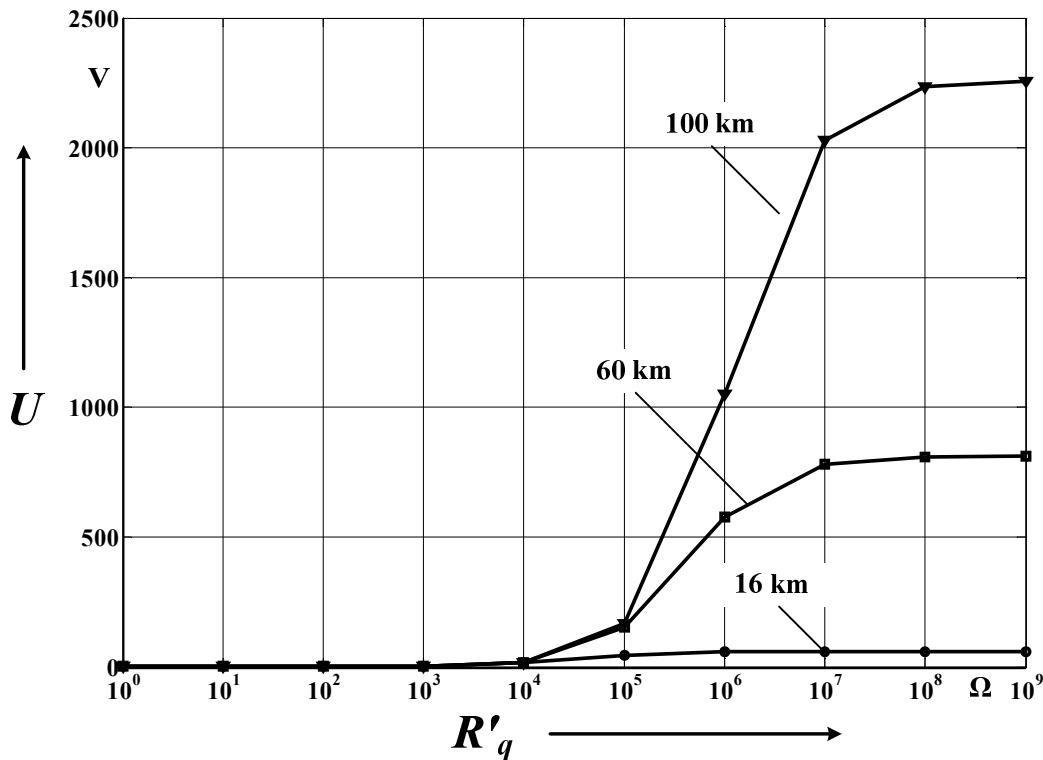


Abbildung 5.19: Mantel-Erde-Spannung im Mittelpunkt der Kabelstrecke als Funktion des Übergangswiderstandes zwischen zwei Bleimäntel (trockenes Kabel)

Bei nassen Kabeln liegt die maximale stationäre Spannung noch unter der trockener Kabeln. Da der typische spezifische Widerstand von Kunststoffmänteln im Bereich von $(0,5 \dots 10) \Omega \cdot \text{m}$ liegt, sind die stationäre Spannungen generell nicht kritisch, sogar bei extremen langen Kabeln.

5.2.3 Untersuchung der transienten Mantelspannungen

In Anlehnung an [66] gehen die transienten Analysen zuerst von folgendem grundlegenden Szenarium (Abb. 5.21) aus:

- Eine 750 kV Spannungswelle dringt in den Leiter der Phase L_1 ein,
- Das Ende aller Leiter ist im Leerlauf.
- Der spezifische Widerstand des Bleimantels beträgt: $2,2 \cdot 10^{-7} \Omega \cdot \text{m}$ (20°C)
- Die rel. Permittivitätszahl des Füllraumes beträgt: 4,0
- Der spezifische Widerstand der Armierung beträgt: $1,8 \cdot 10^{-7} \Omega \cdot \text{m}$ (20°C)
- Die effektive rel. Permeabilität der Armierung beträgt: 3,0
- Der spezifische Widerstand des Meerwassers beträgt: $0,2 \cdot \Omega \cdot \text{m}$

- Kabellänge: 16 km
- Die Leitfähigkeit der Kunststoffmäntel beträgt: 0 S/m

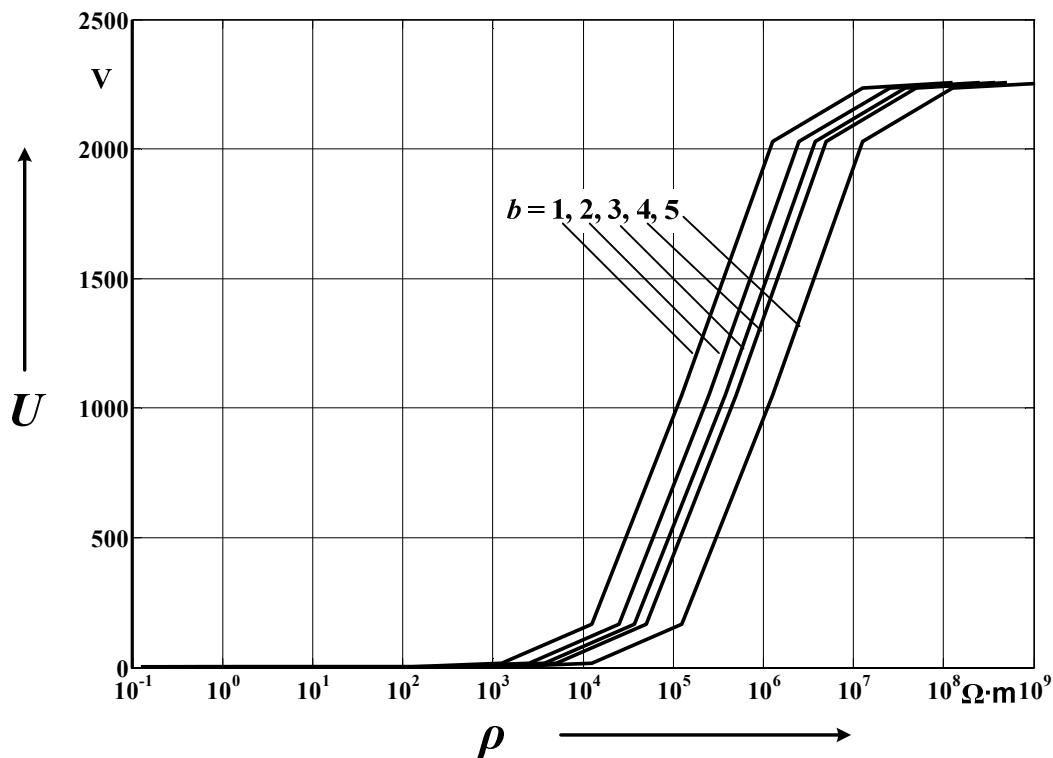


Abbildung 5.20: Mantel-Erde-Spannung in der Mitte der 100 km Kabelstrecke als Funktion des spezifischen Widerstandes der Kunststoffmäntel (trockenes Kabel). Parameter: Auflagebreite

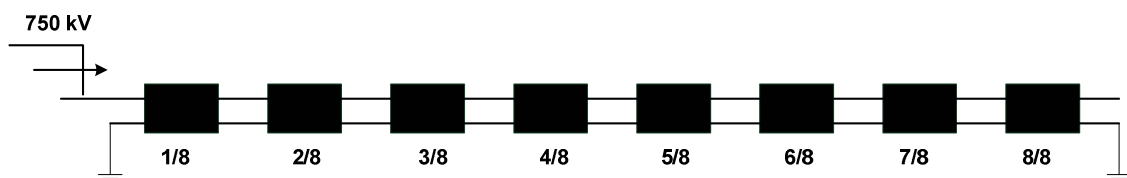


Abbildung 5.21: Schaltung zur Analyse der transienten Mantelspannung

Die transienten Mantelüberspannungen entlang des Kabels werden in Abb. 5.22 dargestellt. Man erkennt, dass trotz beidseitiger starrer Erdung eine hohe transiente Überspannung zwischen Mantel und Armierung innerhalb der Kabelstrecke entstehen kann. Die maximale Mantelspannung tritt bei der Kabellänge von 12 km auf. Ausgegangen von diesem Basisszenario werden die Einflüsse von verschiedenen Parametern auf die transienten Mantelspannungen im Folgenden analysiert.

1) Parameteranalyse 1 - die Permittivitätszahl des Füllraums

Der Raum zwischen Kunststoffmänteln und Armierung besteht aus PVC-Füllmaterial, Polstermaterial, Luft oder Meerwasser. EMTP ist nicht in der Lage, diese kombinierten Materialien nachzubilden. Es werden daher folgende einzelne Extremfälle betrachtet:

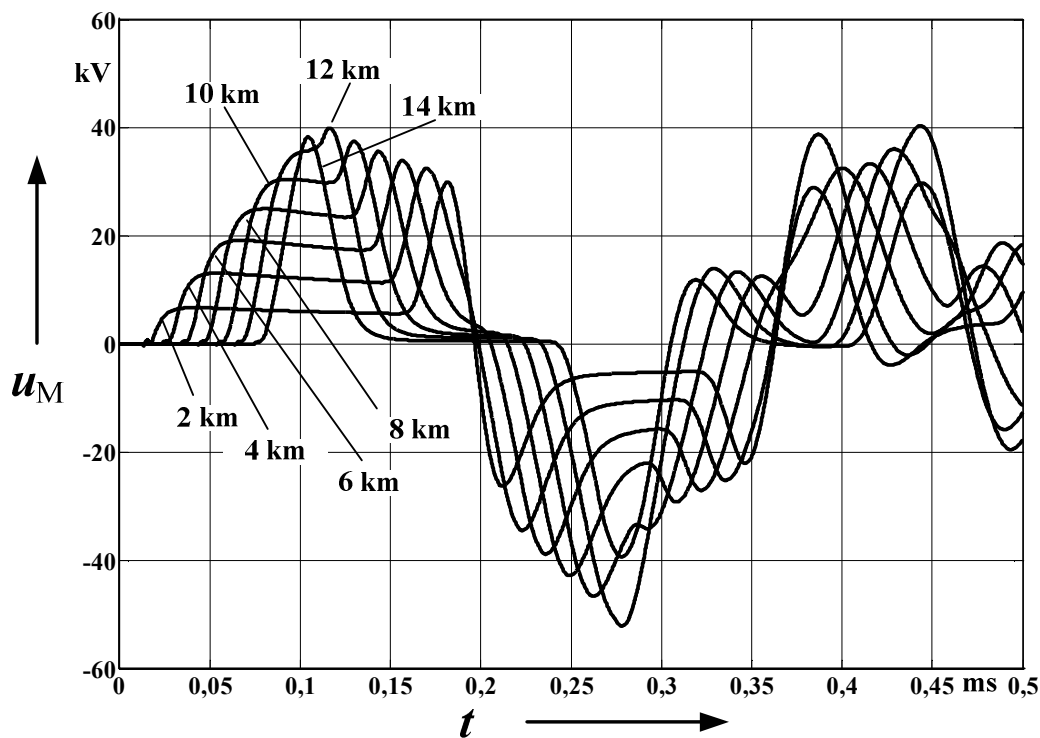


Abbildung 5.22: Transiente Mantel-Erde-Überspannungen (Phase L_1) über der Zeit entlang des 16 km langen Kabels für das Basisszenarium. Parameter: Entfernung vom Kabelanfang

- $\varepsilon_r = 1,0$: der Raum ist nur von Luft gefüllt,
- $\varepsilon_r = 4,0$. entspricht dem Basisszenarium, d.h. der Raum ist allein mit isoliertem PVC-Material gefüllt,
- $\varepsilon_r = 80$: der Raum ist nur mit Meerwasser gefüllt.

Die Auswirkung der Permittivitätszahl ist in Abb. 5.23 dargestellt. Im Vergleich zu Abb. 5.22 ist zu erkennen:

- Die Permittivitätszahl hat einen großen Einfluss auf die Amplitude und die Ausbreitungsgeschwindigkeit der Spannungswelle. Mit zunehmender Permittivitätszahl vergrößert sich die Dämpfung und verkleinert sich die Ausbreitungsgeschwindigkeit.
- Sowohl PVC-Füllmaterial, Polstermaterial als auch Meerwasser können den effektiven Wert der Permittivitätszahl im Vergleich zur Luft vergrößern und somit die Dämpfung der Spannungswelle erhöhen.

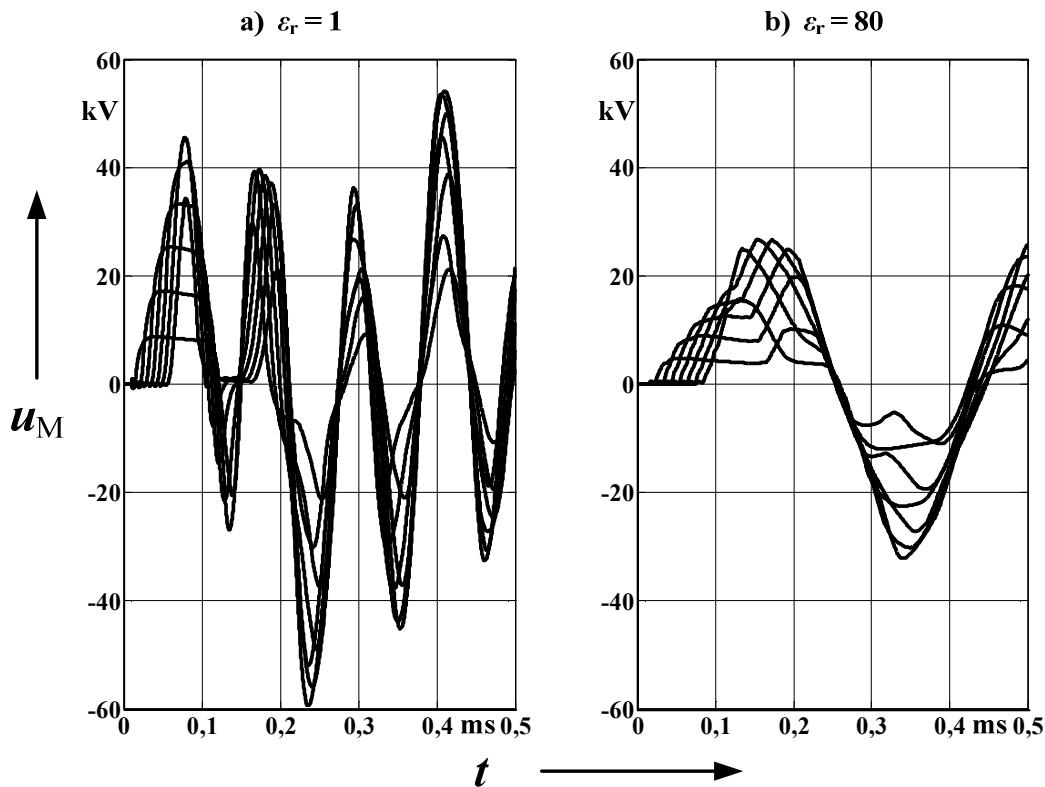


Abbildung 5.23: Transiente Mantel-Erde-Überspannungen (Phase L_1) als Funktion der Zeit entlang des 16 km langen Kabels mit unterschiedlichen Permittivitätszahlen. Parameter: Entfernung vom Kabelanfang

2) Parameteranalyse 2 - Effektive Permeabilität der Armierung

Die genaue effektive Permeabilität der Stahl-Armierung ist schwer zu bestimmen. Es werden daher die folgenden beiden Fälle betrachtet:

- $\mu_r = 1,0$: und
- $\mu_r = 400,0$.

Die transienten Mantelspannungen an der 12 km-Stelle sind für die beiden Fälle berechnet und in Abb. 5.24 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass mit zunehmender Permeabilitätszahl die Dämpfung vergrößert, die Ausbreitungsgeschwindigkeit verkleinert und letztlich die maximalen Mantel-Erde-Spannungen verringert werden.

3) Parameteranalyse 3 - Spezifischer ohmscher Widerstand der Bleimäntel

Die Auswirkung des spezifischen ohmschen Widerstandes der Bleimäntel ist im betriebsrelevanten Temperaturbereich ausgewertet und in Abb. 5.25 dargestellt. Da die transienten Mantelspannungen hauptsächlich durch das Fließen der Stromwanderwellen über die Bleimäntel zustande gekommen sind, spielt dieser Faktor eine wichtige Rolle.

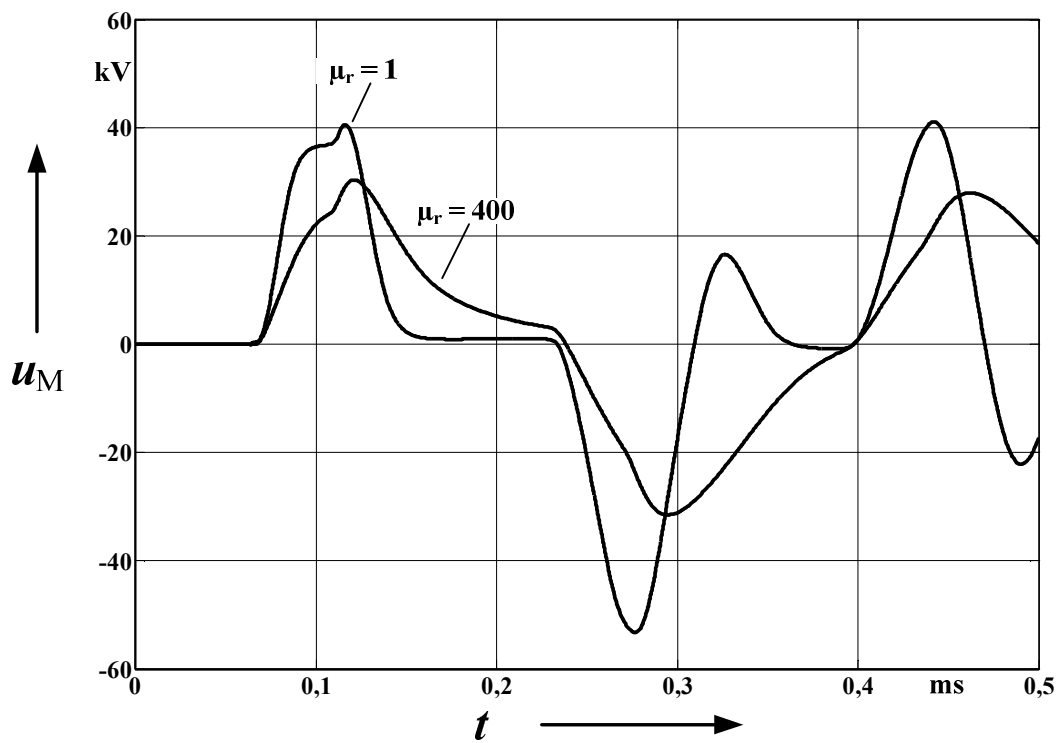


Abbildung 5.24: Transiente Mantel-Erde-Überspannungen (Phase L1) über der Zeit an der 12 km-Stelle. Parameter: Effektive Permeabilität der Armierung

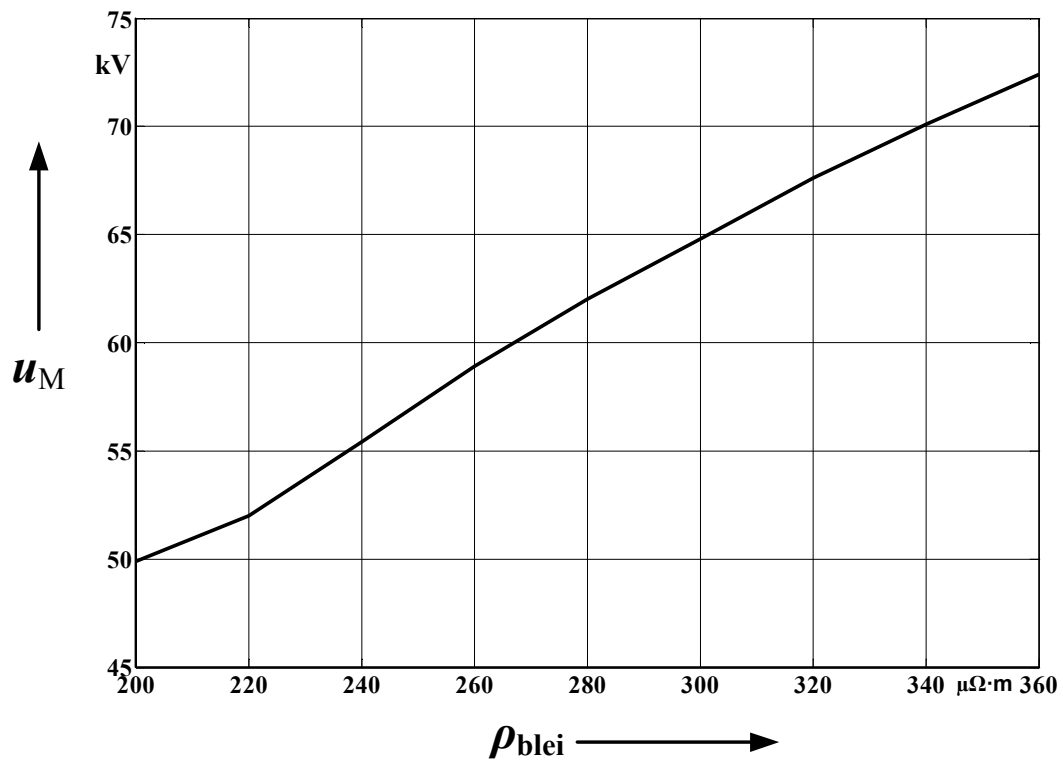


Abbildung 5.25: Maximale Mantel-Erde-Überspannung als Funktion des spezifischen ohmschen Widerstandes der Bleimantel.

4) Parameteranalyse 4 - Spezifischer ohmscher Widerstand der Armierung

Die Auswirkung des spezifischen ohmschen Widerstandes der Armierung ist im betriebsrelevanten Temperaturbereich ausgewertet und in Abb. 5.26 dargestellt. Seine Auswirkung ist sehr gering.

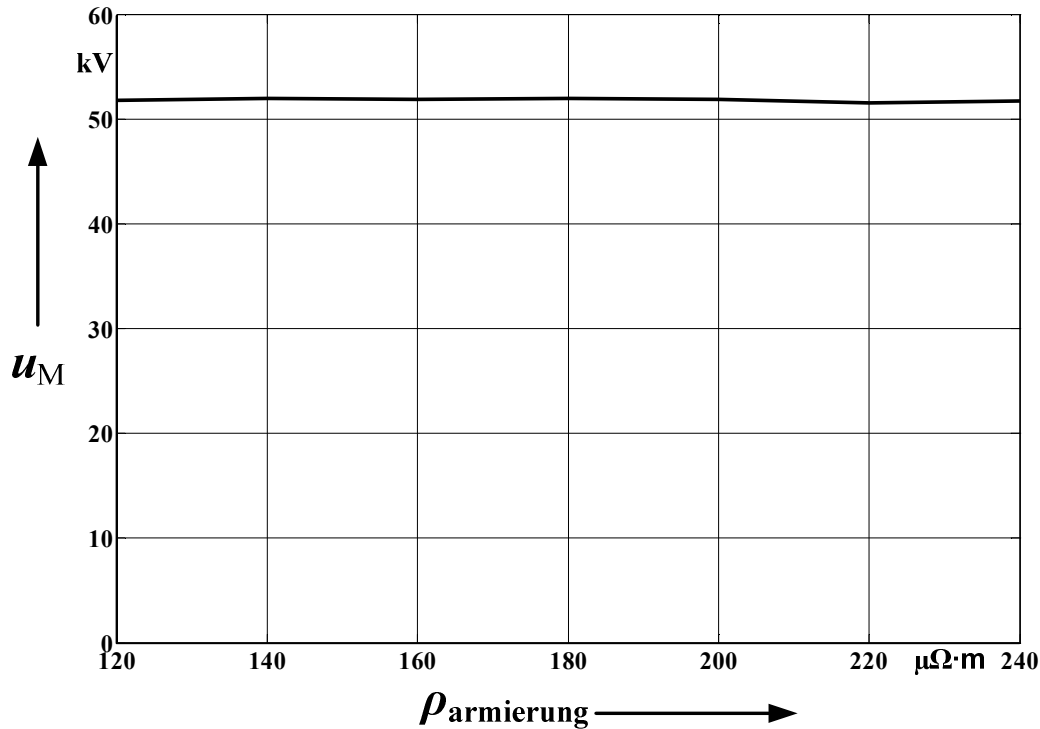


Abbildung 5.26: Maximale Mantel-Erde-Überspannung als Funktion des spezifischen ohmschen Widerstandes der Stahl-Armierung.

5) Parameteranalyse 5 - Kabellänge

In Abb. 5.27 werden die Wanderwellen am Punkt: 7/8 der Gesamtkabelstrecke für verschiedene Längen illustriert. Es ist ersichtlich, dass die transienten Mantel-Erde-Überspannungen mit zunehmender Kabellänge erheblich vergrößert werden.

6) Parameteranalyse 6 - Leitfähige PE-Mäntel

Die Dämpfungswirkung von leitfähigen Kunststoffmänteln auf die Spannungswanderwellen ist in Abb. 5.28 für trockene Kabel dargestellt. Es ist auffällig, dass die Mantelspannungen mit abnehmendem Übergangswiderstand zuerst schnell reduziert werden, jedoch nach einem bestimmten Wert in einen Sättigungsbereich übergehen. Der Grund für diese Erscheinung liegt darin, dass die Dämpfungswirkung bei trockenen Kabeln hauptsächlich durch den leitfähigen Übergangswiderstand und die Spannungsdifferenz zwischen der betroffenen Phase L1 und den anderen beiden Phasen zusammen bestimmt. Mit zunehmender elektrischer Leitfähigkeit wird aber diese Spannungsdifferenz immer kleiner, d.h. die drei Mäntel verhalten sich wie kurzgeschlossen. Die Wanderwellen können daher nicht mehr durch eine Verringerung der Leitfähigkeit gedämpft werden und gehen somit in einen Sättigungsbereich über.

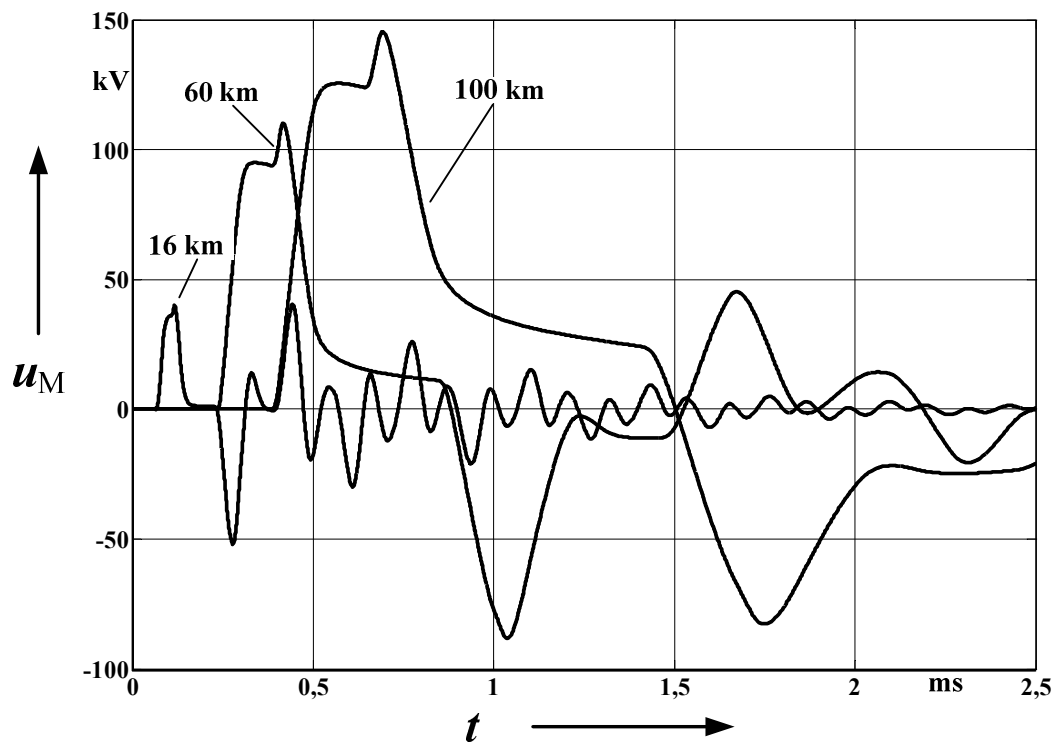


Abbildung 5.27: Mantelüberspannung am Punkt der 7/8 der Gesamtlänge für das Basisszenarium. Parameter: Kabellänge

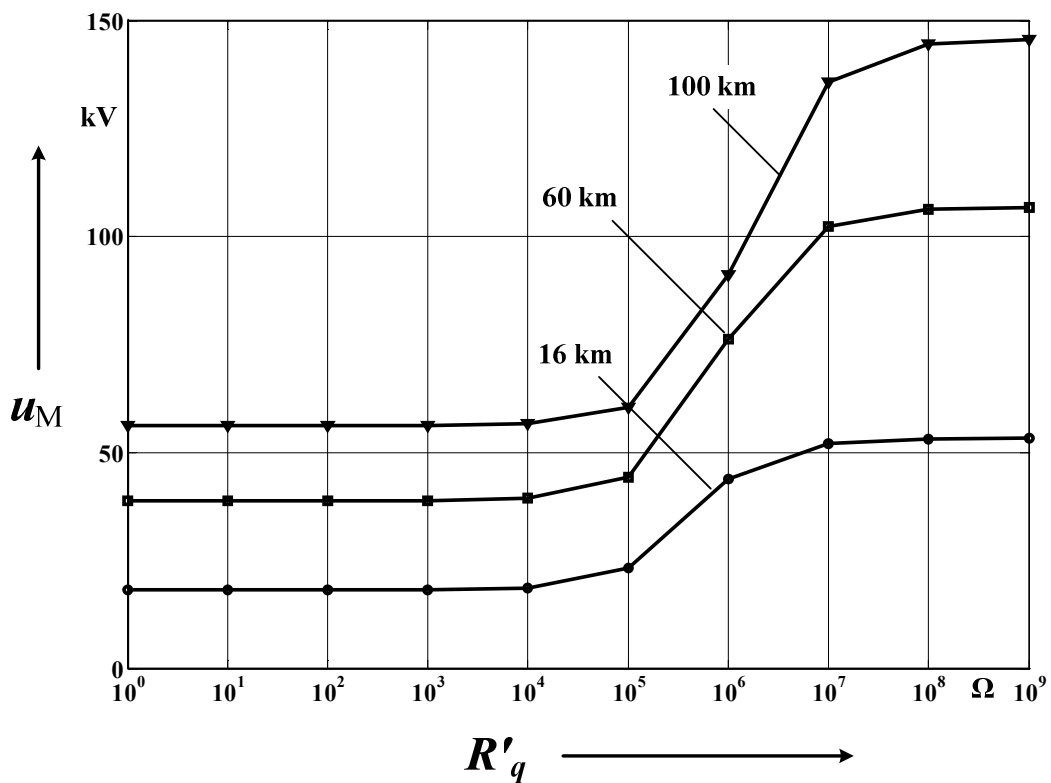


Abbildung 5.28: Maximale transiente Mantelspannungen als Funktion des Übergangswiderstandes zwischen zwei Bleimänteln für trockene Kabel Kabellänge: 16 km

Bei nassen Kabeln wird eine solche Sättigung nicht auftreten. Wie in Abb. 5.29 gezeigt, werden die Mantelspannungen mit zunehmender Leitfähigkeit ständig reduziert und schnell in einer unkritischen Größenordnung gedämpft.

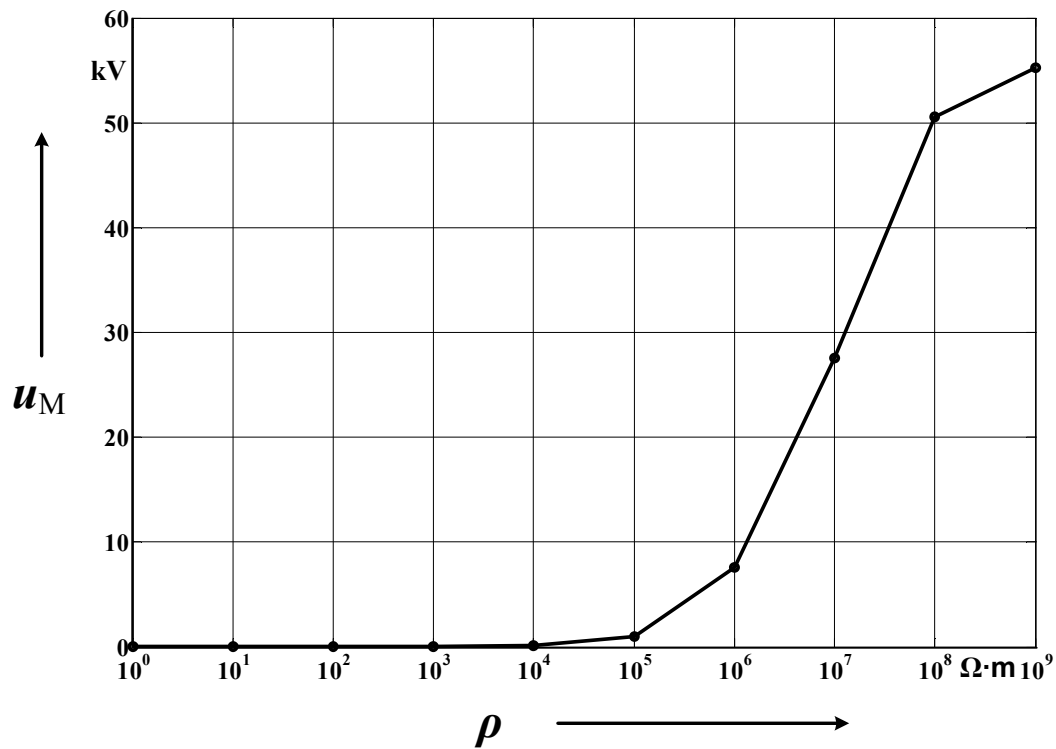


Abbildung 5.29: Maximale Mantelspannungen als Funktion des spezifischen ohmschen Widerstandes von Kunststoffmänteln für nasse Kabel. Kabellänge: 16 km

6. Zusammenfassung und Ausblick

Die ständig steigende Integration der Erneuerbaren Energien in das Übertragungsnetz macht eine Verstärkung vorhandener Stromtrassen auf Hoch- und Höchstspannungsebene dringend erforderlich. Dazu werden in mehreren Ländern anstelle von Freileitungen Kabelsysteme geplant und gebaut.

Wegen der deutlich unterschiedlichen elektrischen Parameter von Freileitung und Kabel kann der Netzausbau durch großräumigen Einsatz von Drehstromkabeln das Betriebsverhalten des vorhandenen Übertragungsnetzes wesentlich verändern. Daraus ergeben sich viele neue technische Probleme und Herausforderungen, die bei konventionellen Freileitungsnetzen nicht auftreten oder nicht beachtenswert sind.

In der Einführung zu dieser Arbeit sind die relevanten technischen Untersuchungen und deren verifizierte Analysemethoden bzw. Empfehlungen bei Design und Planung von Kabelanlagen bezüglich thermischer, elektrischer sowie EMV-Anforderungen zusammengefasst. Die bisherigen einzelnen genormten bzw. anerkannten Berechnungsmethoden sind jedoch hauptsächlich für Entwurf von kurzen Kabeln konzipiert. Bei langen Kabeln können wichtige Betriebskennwerte wie Temperaturen, Verluste, Ströme und Spannungen entlang der Kabelstrecke nicht mehr gleichmäßig, sondern ortsabhängig verteilt sein. Die Kenntnis dieser verteilten Charakteristik ist wichtig zur Einhaltung von technischen Grenzen entlang der gesamten Kabelstrecke. Zudem ermöglicht sie auch eine wirtschaftliche Dimensionierung von Kabelanlagen. Um die Einschränkungen der bestehenden Standardmethoden bei Analysen von ausgedehnten Kabelsystemen zu umgehen, wird ein kompaktes Energiekabelanalysensystem auf Basis von einem bewährten Schaltungssimulationsprogramm – ATP-EMTP – entwickelt. Statt der traditionellen, separaten Betrachtungsweise ermöglicht das neue entwickelte Analysensystem kompaktes Design, Analyse und Optimierung von Kabelanlagen bezüglich elektrischer, thermischer, magnetischer und kurzschlussmechanischer Anforderungen, deren Anwendungsmöglichkeiten durch viele Beispiele demonstriert werden. Dennoch gibt es Aspekte, die für zukünftige Verbesserungen der Leistungsfähigkeit als sinnvoll erachtet werden:

- Die vorhandenen Leitungsmodelle in ATP-EMTP können die frequenzabhängigen Wanderwellenvorgänge nicht richtig nachbilden. Die Implementierung des „Universal-Modells“ in ATP-EMTP ist durchaus förderlich und bereits ein Thema von ATP-Entwicklern [114].
- Alle auf Wanderwellenverfahren basierenden Leitungsmodelle in EMTP könnten zu numerischen Problemen führen, die manchmal sogar für erfahrene EMTP-Benutzer nicht einfach zu erkennen sind. Zur Verifizierung der Berechnungsergebnisse von EMTP ist die Entwicklung eines im Frequenzbereich arbeitenden Transientsprogramms, wie es in [64] beschrieben ist, für Untersuchungen in Kabelnetzen sehr nützlich.
- Zur Untersuchung von thermischen und elektromagnetischen Verhältnissen bei komplizierten Kabelkonstruktionen wie helixförmig um die Ader

gewinkelte Schirme oder Armierungen soll das Kabelmodell nicht mehr zweidimensional betrachtet werden. Eine komplette dreidimensionale Berechnung mit der Finite-Elemente-Methode ist generell rechenintensiv und zeitaufwendig. Stattdessen versucht man die Schaltungsanalysen mit 2D-FEM zu kombinieren. Diese so genannte 2,5D-Finite-Elemente-Methode kombiniert die Vorteile von beiden Methoden und wird bereits zur Bestimmung der Verluste von Armierung verwendet [115]. Die Entwicklung einer Schnittstelle zwischen ATP-EMTP und Finite-Elemente-Methode ermöglicht eine bessere Bestimmung der elektrischen und thermischen Parameter und somit einen fortgeschrittenen Entwurf von Kabelanlagen.

Hoch- und Höchstspannungsdrehstromkabel sind bislang nur auf relativ kurzen Strecken eingesetzt. Die Übertragungsentfernung von Drehstromkabeln ist hauptsächlich durch thermische Belastbarkeiten und Längsspannungen begrenzt. Bei Zwischenverkabelung wird das Übertragungsvermögen der gesamten Leitung generell durch die Kabelstrecke verschlechtert. Es zeigt sich jedoch, dass ein kleiner Anteil der Verkabelung das Übertragungsvermögen von Freileitung bei großen Entfernungen verbessern kann, da die von Kabeln generierte kapazitive Leistung die Längsspannung der Freileitung zum Teil kompensieren kann.

Der Einsatz von Kompensationsdrosseln ist die effektivste bzw. die wichtigste Maßnahme zur Gewährleistung einer zuverlässigen Fernübertragung mit Drehstromkabeln. Aus Sicht der Einhaltung der Spannungsgrenzen soll eine 100%-induktive Blindleistung für Kabel bereitgestellt werden. Die Untersuchung zeigt jedoch, dass die Bemessung von Kompensationsdrosseln bezüglich des Übertragungswirkungsgrads, der Spannungsgrenzen und des kapazitiven Schaltvermögens von Leistungsschaltern optimiert werden kann.

Drehstromübertragung mit verringerter Frequenz oder mit Mehrphasen-Kabelsystemen stellt eine attraktive Alternative für die konventionelle Drehstromübertragungstechnik dar. Eine verallgemeinerte Methode der symmetrischen Komponenten wird zur Analyse des Betriebsverhaltens von Mehrphasen-Kabelsystemen vorgestellt, mit der die Bedeutung der Phasenaufteilung und der daraus resultierende Betriebszustand (Symmetrie oder Unsymmetrie) veranschaulicht werden. Das Übertragungsverhalten von Mehrphasensystemen kann somit ähnlich wie beim normalen dreiphasigen Drehstromsystem analysiert werden.

Untersuchungen des Betriebsverhaltens von Kabelsystemen gegenüber transienten Vorgängen sind gegenwärtig ein Forschungsschwerpunkt in mehreren Ländern. Einige wichtigste Ausgleichvorgänge werden aufgezeigt, in denen die entstehenden Überspannungen bzw. Überströme zur Beschädigung der Kabelisolierungen oder zu möglichen Problemen für andere Betriebsmittel führen können. Im Vergleich zum Freileitungsnetz werden Resonanzen durch induktive und kapazitive Wechselwirkung zwischen Kabeln und anderen Betriebsmitteln im Kabelnetz deutlich. Die dadurch verursachten Überspannungen sind generell dauerhaft bzw. gering gedämpft, welche heftige thermische Beanspruchungen der Betriebsmittel wie beispielsweise

Überspannungsableitern bewirken. Die Identifizierung gefährlicher Netzkonfigurationen, in denen potentielle Parallel- oder Reihenresonanzen entstehen können, stellt eine entscheidende Aufgabe für Systemanalytiker dar.

Bei Zwischenverkabelungen kann die Kabelstrecke die eindringenden Blitzwanderwellen aus Richtung der Freileitung je nach Kabellänge verstärken oder abschwächen. Es besteht eine charakteristische Länge l_0 , bei der das Kabel mit einer gleich großen Blitzstoßspannung wie die Freileitung beansprucht wird. Wenn die Kabellänge größer als l_0 ist, wird das Kabel weniger beansprucht als die Freileitung. Falls die Kabelstrecke kürzer als l_0 , wird das Kabel mit einer erhöhten Blitzstoßspannung beansprucht. Im 380-kV-Netz liegt l_0 bei ca. 400 m. Bei der Zwischenverkabelung mit kurzen Kabeln soll daher der Überspannungsschutz sorgfältig überprüft werden.

Schirmbehandlungen spielen eine entscheidende Rolle für die Zuverlässigkeit einer langen Kabelstrecke, da sie die Unterabschnittlängen und somit die Anzahl der notwendigen Muffen bestimmt. Beim traditionellen Cross-Bonding-System wird die maximale Unterabschnittlänge auf ca. 1 km begrenzt und die Vorteile von größeren Lieferlängen können daher nicht ausgenutzt werden. Die vorgeschlagene Beschaltung von Kompensationsleitern kann einerseits die Längenunsymmetrie ausgleichen, damit die verbleibenden Schirmverluste reduzieren und andererseits eine Verlängerung der Unterabschnitte bis zu 3 km ermöglichen.

Schrifttum

- [1] DENA Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020
DENA-Netzstudie I, 2005

- [2] DENA Erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 - strategisches Konzept zur Weiterentwicklung des Stromnetzes in Deutschland zur Anbindung und Integration von Windkraftanlagen und anderer Erneuerbarer Energien
DENA-Netzstudie II, 2010

- [3] H. Brakelmann Netzverstärkungstrassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel?
Studie im Auftrag des Bundesverbandes WindEnergie e.V., 2004

- [4] R. Oswald Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz.
Studie im Auftrag der niedersächsischen Landesregierung, 2005

- [5] IEAW, FGE
RWTH
FGH, ISET Bewertung der Optimierungspotenziale zur Integration der Stromerzeugung aus Windenergie in das Übertragungsnetz.
Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2007

- [6] KEMA Machbarkeitsuntersuchung zur Gesamt- und Teilverkabelung der 380 kV-Leitung „St.Peter-Tauern“ im Bundesland Salzburg.
Studie der KEMA IEV, Dresden, 2008

- [7] H. Brakelmann
I. Erlich Optionen der elektrischen Energieübertragung und des Netzausbaus – technische Möglichkeiten und Kosten transeuropäischer Elektrizitätsnetze als Basis einer 100% erneuerbaren Stromversorgung in Deutschland mit dem Zeithorizont 2050
Studie SRU, März 2010

- [8] CIGRE WG B1.18 Special bonding of high voltage power cables.
Der technische Bericht 283, 2005

- [9] A. Schwab Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie.
Springer, 2006

-
- [10] W. Wiechowski
P.B. Eriksen Selected studies on offshore wind farm cable connections and Experience of the Danish TSO. IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2008
 - [11] T. Kvarts
M. Bailleul e.a. 400 MW grid connection to the anholt offshore wind farm in a single 220 kV cable system
10th Intern. Workshop on large-Scale Integration of Wind Power in Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, Oktober 2011, Aarhus Dänmark
 - [12] TEPCO Assessment of the technical issues relating to significant amounts of EHV underground cable in the all-Island electricity transmission system
Public Report, Nov. 2009
 - [13] CIGRE WG B1.07 Statistics of AC underground cables in power networks
Der technische Bericht 283, 2007
 - [14] IEEE Insulated Conductors Committee
 - [15] Jicable Achievement and experience in service of long length (> 10 km), HV, EHV electrical links by AC insulated power cables
WETS07, Jun. 2007
 - [16] A. Küchler Hochspannungstechnik: Grundlagen-Technologie-Anwendungen.
Springer Verlag, 3. Auflage, 2009
 - [17] E. Peschke
R. Olshausen Kabelanlagen für Hoch- und Höchstspannung: Entwicklung, Herstellung, Prüfung, Montage und Betrieb von Kabeln und deren Garnituren
Publicis MCD Verlag, 1. Auflage, 1998
 - [18] CIGRE WG 21/33 Insulation co-ordination for HVAC underground cable system
Der technische Bericht 189, 2001
 - [19] H. Brakelmann
V. Waschk Hoch- und Höchstspannungskabel großer Lieferlängen
Elektrizitätswirtschaft(ew) 2010
 - [20] CIGRE WG B1.10 Update of service and experience of HV underground and submarine cable systems
Der technische Bericht 379, 2009
 - [21] IEC 60287 Calculation of the continuous current rating of cables (100% Load Factor), 2006
 - [22] IEC 60853 Calculation of the cyclic and emergency current rating of cables, 1989

-
- [23] IEC 60949 Calculation of thermally permissible short-circuit currents, taking into account non-adiabatic heating effects, 1988
 - [24] CIGRE WG 36.05 Harmonics, characteristic parameters, methods of study, estimates of existing values in the network
Electra 77, 1981
 - [25] IEEE Modeling and simulation of the propagation of harmonics in electric power networks.
IEEE Trans. Power Del., Vol. 11, 1996
 - [26] CIGRE WG.33.10 Temporary overvoltages – system aspects
Electra 185, 1999
 - [27] CIGRE WG 33.10
IEEE Temporary overvoltages: causes, effects and evaluation
CIGRE Session, 1990
 - [28] IEC 60071 Insulation Co-ordination, 1996
 - [29] CIGRE B1.05 Transient voltages affecting long cables
Der technische Bericht 268, 2005
 - [30] IEEE Guide for the application of sheath bonding methods for single conductor cables and the calculation of induced voltages and currents in cable sheaths
IEEE Std. 575, 1988
 - [31] CIGRE 36.01.21 Magnetic field in HV cable systems I: system without ferromagnetic component
Der technische Bericht 104, 1996
 - [32] CIGRE WG C4.204 Mitigation techniques of power-frequency magnetic fields originated from electric power systems
Der technische Bericht 373, 2009
 - [33] CIGRE WG B1.08 Cable systems in multi purpose or shared structures
Der technische Bericht 403, 2010
 - [34] CIGRE WG B1.26 Earth potential rises in specially bonded screen systems
Der technische Bericht 347, 2008
 - [35] H.W. Dommel EMTP Theory, 1996
 - [36] ATP Website www.emtp.org und www.eeug.org
 - [37] F.H. Buller Thermal transients on buried cables
Trans. Amer. Inst. Elec. Eng, Vol. 70, 1951
 - [38] J.H. Neher The transient temperature rise of buried power cable systems
IEEE Trans.Power App. Syst, Vol. PAS-83, 1964

-
- [39] H. Goldenberg Thermal transients in linear systems with heat generation linearly temperature-dependent: application to buried cables.
Proc. IEE. Vol. 114, 1967
 - [40] S. Meyer
T. Liu Alternative Transients Program (ATP) Rule Book
Canadian/American EMTP User Group, 1992
 - [41] L. Dubé MODELS: A new simulation tool in the EMTP
European Transactions on Electrical Power Engineering, vol. 2, no.1, pp. 45-50, Jan/Feb 1992.
 - [42] G.G. Karady
C.V. Nunez
R. Raghavan The Feasibility of Magnetic Field Reduction by Phase Relationship Optimization in Cable Systems
IEEE Trans. Power Delivery, vol. 13, pp. 647-653, 1998
 - [43] M.F. Foty
G.J. Anders
S.C. Croall Cable environment analysis and the probabilistic approach to cable rating
IEEE Trans. Power Delivery, vol. 5, pp. 1628-1633, 1990
 - [44] R. Korab
E. Siwy Statistical analysis of the double line-to-ground short circuit current in MV urban network for the power cable metallic screen rating
International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2006
 - [45] L. Prikler
H.K. Hoidale ATPDraw for Windows User Manual 5.6, 2009
 - [46] A. Ametani A general formulation of impedance and admittance of cables
IEEE PAS-99, pp. 902-910, 1980
 - [47] A. Ametani Cable Parameter Rule Book, 1995
 - [48] B. Gustavsen
J. Martinez
D. Durbak Parameter Determination for Modeling System Transients, Part II: Insulated Cables
Transactions on Power Delivery, vol. 20, no.3, 2005
 - [49] CIGRE WG B1.103 Large cross-sections and composite screens design
Der technische Bericht 272, 2005
 - [50] V. Rees Einfluss des Erdreichs auf das elektromagnetische und thermische Verhalten von Hochspannungs-Gleichstrom-Kabeln
Dissertation TU Darmstadt, 1977
 - [51] J.C. Maxwell A treatise on electricity and magnetism
1883

-
- [52] T. Noda
N. Nagaka
A. Ametani Phase domain modeling of frequency-dependent transmission by means of an ARMA model
IEEE Trans., Power Delivery, vol. 11, no. 1, pp. 401-411, 1996
- [53] A. Morched
B. Gustavsen
M. Tartibi A universal model for accurate calculation of electromagnetic transients on overhead lines and underground cables
IEEE Trans., Power Delivery, vol. 14, no. 3, pp. 1032-1040, 1999
- [54] U.S. Gudmundsdottir
B. Gustavsen
e.a. Field test and simulation of a 400-kV cross-bonded cable system
IEEE Trans., Power Delivery, vol. 26, no. 3, pp. 1403-1410, 2011
- [55] L.M. Wedepohl Application of matrix methods to the solution of traveling-wave phenomena in polyphase systems
Proc. IEE, Vol. 110, 1963
- [56] H.G. Dabringhaus Transiente Überspannungen auf Hochspannungskabeln
Dissertation Uni Duisburg, 1983
- [57] L.M. Wedepohl
D.H. Wilcox Transient analysis of underground power-transmission systems, system-model and wave-propagation characteristics
Proc. IEE, vol. 120, 1973
- [58] J. Marti Accurate modelling of frequency-dependent transmission lines in electromagnetic transient simulations
IEEE Trans. PAS 101/1:147-157, 1982
- [59] A. Semlyen
A. Dabuleanu Fast and accurate switching transient calculations on transmission lines with ground return using recursive convolutions
IEEE Trans. PAS 94/2, 561-571, 1975
- [60] L. Marti Simulation of electromagnetic transients in underground cables with frequency-dependent modal transformation matrices
Dissertation the university of british columbia, 1986
- [61] A. Ametani The application of the fast fourier transform to electrical transient phenomena
Int. J. Elect. Eng. Educ., vol. 10, pp. 277-287, 1973
- [62] A. Ametani
K. Imanishi Development of exponential fourier electrical transform and its application to electrical transients
Proc. Inst. Elect. Eng., vol. 126, no. 1, pp. 51-56, Jan.1979
- [63] D.H. Wilcox Numerical laplace transformation and inversion
Int. Elect. Eng. Educ., vol. 15, pp. 247-265, 1978

- [64] N. Nagaka
A. Ametani A development of a generalized frequency domain transient program—FTP
IEEE Trans. Power Del., vol. 3, no. 4, pp. 1996–2004, Oct. 1988
- [65] P. Moreno
A. Ramirez Implementation of the numerical Laplace Transform: A Review
IEEE Transactions on power delivery, vol. 23, no. 4, 2008
- [66] B. Gusavsen Transient sheath overvoltages in armoured power cables
IEEE Tran. Vol. 11, No. 3, July 1996
- [67] G.J. Anders Rating of electric power cables, ampacity computations for transmission, distribution, and industrial applications, IEEE press, 1997
- [68] H. Brakelmann Belastbarkeiten der Energiekabel, Berechnungsmethoden und Parameteranalysen
VDE-Verlag, 1985
- [69] K. Ohata
S. Sakurai e.a. Transient temperature rise of tunnel for power cables
IEEE Transactions on power delivery, vol. 5, no. 2, pp. 745-752, 1990
- [70] H. Brakelmann Erwärmung zyklisch belasteter Energiekabel
etzArchiv, S. 317-324, 1984
- [71] H. Brakelmann Kabelbelastbarkeit bei Berücksichtigung von Tages- und Wochenlastzyklen
Elektrizitätswirtschaft, S. 368 – 372, 1995
- [72] H. Brakelmann
H. Röhrich e.a. Adaptive monitor program for dynamic thermal rating of power cables, Jicable07
Jicable07, Versailles, Juni 2007, pp. 676-680
- [73] B. Gustavsen
A. Semlyen Rational approximation frequency domain responses by vector fitting
IEEE Transactions on power delivery, vol. 14, no. 3, pp. 1052-1061, 1999
- [74] B. Gustavsen Improving the pole relocating properties of vector fitting
IEEE Transactions on power delivery, vol. 21, no. 3, pp. 1587-1592, 2006
- [75] D. Deschrijver
Mrozowski
e.a. Macromodeling of multiport systems using a fast implementation of the vector fitting method
IEEE Microwave and Wireless Components Letters, vol. 18, no. 6, pp. 383-385, June 2008
- [76] B. Gustansen [Http://www.energy.sintef.no/Produkt/VECTFIT](http://www.energy.sintef.no/Produkt/VECTFIT)
The Vector Fitting Web Site

-
- [77] J.H. Neher
M.H. McGrath The calculation of the temperature rise and load capability
of cable systems
AIEE Trans., vol. 76, part 3, pp. 752-772, 1957
- [78] VDE 0102 Kurzschlussströme in Drehstromnetzen, Teil 0:
Berechnung der Ströme
- [79] H. Brakelmann
V. Waschk Höchstspannungs-Kabelanlagen mit höchster Betriebs
sicherheit durch gekapselte Kabel im Tunnel
ew 24/11, 2011
- [80] H. Brakelmann Loss determination for long three-phase high voltages
submarine cables
ETEP (2003), S. 193-198
- [81] H. Brakelmann Reduzierung des Magnetfeldes von Einleiter-
Drehstromkabeln
Studie im Auftrag BMU, 2007
- [82] nkt cables High voltage cable systems: cables and accessories up to
550 kV
Produktkatalog, 2009
- [83] W. Rasquin Natürlich gekühlte Kunststoff-Kabel für große
Systemlängen
etz-Archiv, 1980
- [84] W. Rasquin Technische Aspekte der Fernübertragung mit Kabeln
Bull.d.SEV, 1982
- [85] D. Öding
B.R. Oswald Elektrische Kraftwerke und Netze
Springer, Auflage 6, 2009
- [86] K. Steinbrich Untersuchungen zum frequenzabhängigen
Übertragungsverhalten von Energiekabeln
Dissertation Uni Duisburg, 2005
- [87] H. Brakelmann
J. Brüggmann
J. Stammen Connection of wind energy to the grid by an optimized
HVAC cable concept
7. int. Workshop on Large Scale Integration of Wind
Power and Transmission Networks for Offshore Wind
farms April 2007, Madrid
- [88] W. Rasquin Einfluss der Isolierungsdicke bei natürlich gekühlten
Kabeln
El. Wirtsch, 1980
- [89] H. Brakelmann Entwurf von Drehstrom-Koaxialkabeln
El. Wirtsch, 1982
- [90] H. Brakelmann
K. Burges
T. Schütte Bipolar transmission systems with XLPE HVAC
submarine cables
6. int. Workshop on Large Scale Integration of Wind

- Power and Transmission Networks for Offshore Wind farms April 2006, delft
- [91] W. Rasquin Drehstrom-Kabel mit angepassten Querdrosseln etz. Archiv, 1981
- [92] S. Lauria
F.M. Gatta
L. Colla Shunt compensation of EHV cables and mixed overhead-cable lines
Power Tech, 2007 IEEE Lausanne
- [93] L. Colla
F.M. Gatta e.a. Steady-state operation of very long EHV AC cable lines
Power Tech, 2009 IEEE, Bucharest
- [94] IEC 62271-100 High voltage alternating-current circuit-breakers, 2001
- [95] H. Brakelmann
J. Brüggmann
T. Dong
J. Stammen e.a. Innovative Konzepte für die Entwicklung der elektrischen Infrastruktur zur systemtechnischen Einbindung großer Kapazitäten erneuerbarer Energie
Endbericht zum Forschungsvorhaben, gefördert durch das Ministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, November 2010
- [96] C.L. Fortescue Method of symmetrical coordinates applied to the solution of polyphase networks
AIEE Transactions, Vol. 37, 1918
- [97] H. Brakelmann Impedanzen und Verluste mehradriger Kabelsysteme
Studie, Okt. 2008
- [98] H. Brakelmann
Brüggmann
A.S. Jensen Übertragung großer Offshore-Windparkleistungen mit J. vieradrigen 245 kV-HVAC-Seekabeln
Dewek 2008, Bremen
- [99] B.R. Oswald Generatoren, Vorlesungsskript, UNI-Hannover
- [100] L. Colla
F.M. Gatta
S. Lauria No-load energization of a long 380 kV cable: temporary overvoltages
EMTP Europea User Group (EEUG)-Meeting, Dresden, 2006
- [101] IEEE PES Modeling and analysis of system transients using digital programs IV: modeling guides for switching transients
IEEE special publication, 1998
- [102] F.F. Da Silva
W. Wiechowski e.a. Methods to minimize zero-missing phenomenon
IEEE Trans. Power App. Syst., vol 25, issue 4, pp. 2923-2930, 2010
- [103] C.L. Bak
Wiechowski e.a. Analysis and simulation of switching surge generation W. when disconnecting a combined 400 kV cable/overhead line with shunt reactor
International conference in power system transients (IPST), France, 2007

-
- [104] E.W. Greenfield
W.A. Pullman Transient behavior of short and lang cables
IEEE Trans. Power Apparatus and Syst., vol. 103, no. 11,
pp. 3193-3204, 1984
 - [105] L.V. Bewley Travelling waves on transmission systems
Dover publications, Inc., New York, 1951
 - [106] Z.Y. Liu Design der Isoliersysteme von Energiekabeln (Chinesisch)
1995
 - [107] T. Henriksen
B. Gustavsen
G. Balog e.a. Maximum lightning overvoltage along a cable protected
by surge arresters
IEEE Trans. Power Delivery, TPWRD-00099-2004
 - [108] H. Brakelmann Kompensationsbeschaltungen zum Längenausgleich und
zur Abschnittsverlängerung beim Cross-Bonding von
Hoch- und Höchstspannungskabeln
Studie, Rheinberg, im Oktober 2009
 - [109] H. Brakelmann
M. Jensen Three phase single core cable system with core
redundancy
5. Int. Workshop on large scale integration of wind power,
April 2005, Glasgow
 - [110] A.S. Brookes e.a.
CIGRE WG 21.07 The design of specially bonded cable systems
Electra (1973) No. 28, pp. 55-81
 - [111] H. Brakelmann Längsspannungs- und verlustarme Verlegeanordnungen in
Kabeltrassen
etz-Archiv, 1988
 - [112] T. Dong Überspannungen auf ausgekreuzten Kabelschirmen mit
Kompensationsbeschaltungen
Studie im Auftrag von nkt cables, 2009
 - [113] H. Brakelmann Grundsatzüberlegungen zur Auslegung der leitfähigen
Kunststoffmäntel von dreiadrigen Seekabeln
Gutachten im Auftrag von nkt cables, 2010
 - [114] H.K. Hoidalen
A.H. Soloot Cable modelling in ATP – from NODA to TYPE94
EMTP Europea User Group (EEUG)-Meeting, Espoo,
2010
 - [115] J.J. Bremnes
G. Evenset
R. Stolan Power loss and inductance of steel armoured multi-core
cables: comparison of IEC values with „2,5D“ FEA results
and measurements
CIGRE B1-116, 2010

Verwendete Formelzeichen und Abkürzungen

Komplexe Größen sind unterstrichen, Matrizen und vektorielle Größen durch eckige Klammern hervorgehoben. Kleine Buchstaben stehen in der Regel für Größen im Zeitbereich, während die entsprechenden Großbuchstaben die Größen im Frequenzbereich kennzeichnen.

Lateinische Formelzeichen

A	Querschnitt
b	Weibull-Slope / Berechnungsfaktor
B	magnetische Induktion
c	Lichtgeschwindigkeit
C'	Kapazitätsbelag
d	Durchmesser
E	elektrische Feldstärke
g	mittlerer geometrischer Abstand
G'	Ableitungsbelag
h	Verlegetiefe
I''	Anfangkurzschlussstrom
K	Kelvin
K_0, K_1	modifizierte Besselfunktion zweiter Art
l	Länge
L	Leiter
L'	Induktivitätsbelag
P'	Verlustleistungsbelag
r	Radius / Reflexionsfaktor
R'	Widerstandbelag
s	Achsabstand
S	Schirm
t	Zeit
T	thermischer Widerstand
$[T]$	Transformationsmatrix
U_n	Nennspannung
V	Volumen
\underline{Y}	Admittanzbelag
\underline{Y}_w	Wellenadmittanz
\underline{Z}	Impedanzbelag
\underline{Z}_w	Wellenwiderstand

Griechische Formelzeichen

α	Dämpfungskonstante
β	Phasenkonstante

δ	Verlustwinkel / spezifische Diffusionskoeffizient
ε_r	Permittivitätszahl
ϑ	Temperatur
ρ	spezifischer elektrischer oder thermischer Widerstand
ω	Kreisfrequenz
$[\Gamma]$	Matrix der Ausbreitungskoeffizienten
$\underline{\gamma}$	Ausbreitungskoeffizienten
v	Wellengeschwindigkeit
φ	Verbraucher-Phasenwinkel
λ	Wellenlänge
λ'_1	Mantel- und Schirmlängsstromverlustfaktor

Abkürzungen

ATP	Alternative Transients Program
CIGRE	International Council on Large Electric Systems
Ei	Exponential-Integral-Funktion
EMTP	Electromagnetic Transients Program
EMV	elektromagnetische Verträglichkeit
GIL	Gasisolierte Drehstromleitung
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
VPE	Vernetztes Polyethylen

Anhang

A1. Kenndaten des 380-kV-VPE-Landkabels

Kabeltyp und Bezeichnung		
VPE-isolierte 400 kV Einleiterkabel mit Kupferdrahtschirm und Schichtenmantel		
Kabelaufbaudaten		
Leiteraufbau und -material	-	Milliken-Leiter mit 6 Segmenten, Kupfer
Leiterquerschnitt	mm ²	2500
Leiterdurchmesser	mm	60,9
Innere Leitschicht	mm	2,2
VPE-Isolierung	mm	26,0
Äußere Leitschicht	mm	1,5
Leit- u. quellfähige Bewicklung	mm	0,8
Schirm, Cu-Drähte, Querschnitt	mm ²	240
Leit- u. quellfähige Bewicklung	mm	0,6
Schichtenmantel	mm	0,2
PE-Mantel	mm	5,2
Außendurchmesser	mm	138
Kabelverlegung		
Verlegeanordnung	-	flach
Legetiefe	mm	1200
Aderachsabstand	mm	500

A2. Kenndaten des 150 kV-VPE-Seekabels

Kabeltyp und Bezeichnung		
VPE-isolierte 150 kV Dreileiter-Seekabel mit Bleimänteln und Stahl-Armierung		
Kabelaufbaudaten		
Leiteraufbau und -material	-	Rund mehrdrähtig verdichtet, Kupfer
Leiterquerschnitt	mm ²	3 x 1200
Leiterdurchmesser	mm	42,4
Innere Leitschicht	mm	1,0
VPE-Isolierung	mm	18,0
Äußere Leitschicht	mm	0,9
Leit- u. quellfähige Bewicklung	mm	0,5
Bleimantel, Querschnitt	mm ²	3 x 756,6
Durchmesser über Bleimantel	mm	88,8
Leitfähiger Kunststoffmantel	mm	4,0
Durchmesser über Kunststoffmantel		96,8
Stahl-Armierung	mm	6
Außendurchmesser	mm	230
Kabelverlegung		
Legetiefe	mm	1500
Max. Temperatur im Meeresboden	°C	15